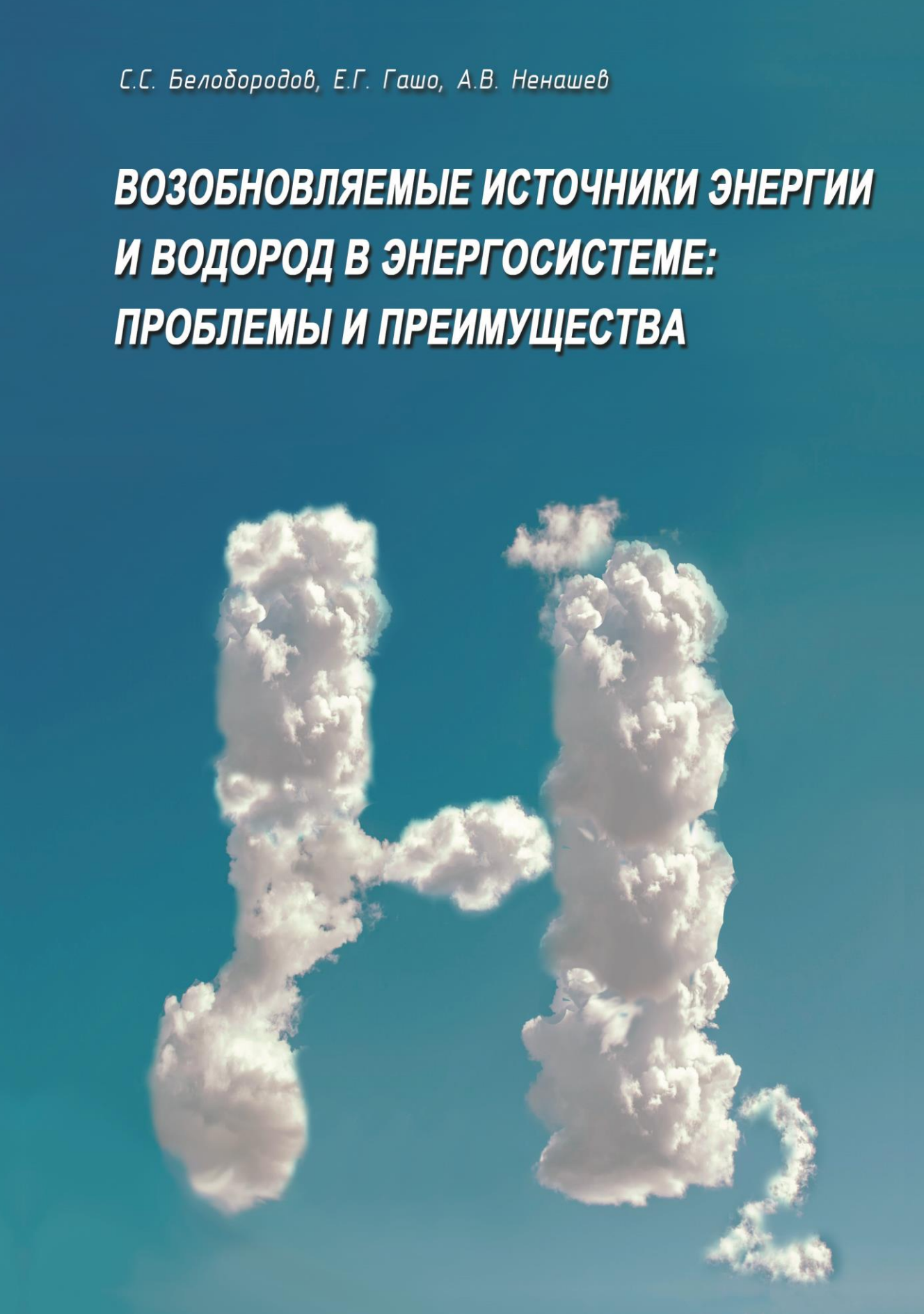
С.С. Белобородов, Е.Г. Гашо, А.В. Ненашев

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И ВОДОРОД В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ: ПРОБЛЕМЫ И ПРЕИМУЩЕСТВА



SHOUT
SHARE
IT

С. С. Белобородов, Е. Г. Гашо, А. В. Ненашев

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И ВОДОРОД В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ: ПРОБЛЕМЫ И ПРЕИМУЩЕСТВА

Монография

Электронное текстовое издание

Санкт-Петербург
Наукоемкие технологии
2021

© Белобородов С. С., Гашо Е. Г., Ненашев А. В., 2021
ISBN 978-5-6047314-3-7

УДК 620.9
ББК 31
Б43

Рецензенты:
Стенников В. А. – директор ИСЭИ СО РАН, член-кор. РАН, д-р техн. наук;
Попов С. К. – профессор НИУ МЭИ, д-р техн. наук

Б43 Белобородов С. С., Гашо Е. Г., Ненашев А. В. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества [Электронный ресурс]. Монография. – СПб.: Наукоемкие технологии, 2021. – 151 с. – URL: https://publishing.intelgr.com/archive/VIE-i-vodorod-v-energosisteme.pdf.

ISBN 978-5-6047314-3-7

В монографии рассматриваются актуальные вопросы интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему, в том числе за счёт перехода экономики на «зелёный» водород, и связанные с этим проблемы. Приведены примеры функционирования возобновляемых источников энергии в энергосистеме Германии. Выполнена оценка наличия ресурсов и технологий, необходимых для осуществления энергетического перехода Европейского союза в рамках водородной стратегии. Проведено сравнение объёмов и динамики выбросов парниковых газов в ЕС и РФ, а также российских и зарубежных методик, используемых для расчётов углеродного следа.

Работа может быть интересна широкому кругу читателей: научным сотрудникам, преподавателям, а также аспирантам, студентам и другим заинтересованным лицам.

УДК 620.9
ББК 31

ISBN 978-5-6047314-3-7 © Белобородов С. С., Гашо Е. Г., Ненашев А. В., 2021

Научное издание

Белобородов Сергей Сергеевич
Гашо Евгений Геннадьевич
Ненашев Александр Васильевич

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И ВОДОРОД В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ: ПРОБЛЕМЫ И ПРЕИМУЩЕСТВА

Монография
Электронное текстовое издание

Подписано к использованию 27.11.2021.
Объем издания – 6,4 МБ

Издательство «Наукоемкие технологии»
ООО «Корпорация «Интел Групп»
https://publishing.intelgr.com
e-mail: publishing@intelgr.com
тел.: +7 (812) 945-50-63

ISBN 978-5-6047314-3-7

Содержание

Список сокращений 7

Введение 8

Глава 1. ВИЭ в энергосистеме 13

1.1. Обеспечение баланса в энергосистеме Германии в дни с максимальной долей ВИЭ 15

1.1.1. Режимы работы ВЭС и СЭС в энергосистеме 15

1.1.2. Регулирование электрических режимов в энергосистеме 17

1.2. Влияние суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии СЭС и ВЭС на долю ВИЭ в энергосистеме Германии 30

Выводы по главе 1 38

Глава 2. Влияние развития ВИЭ на конкурентоспособность централизованной системы электроснабжения промышленных потребителей в энергосистеме Германии 39

2.1. Собственная генерация или централизованное электроснабжение 39

2.2. Льготы промышленных потребителей по оплате ВИЭ 40

2.3. Динамика цен на электрическую энергию и природный газ для промышленных потребителей в энергосистеме Германии 41

2.4. Цена электроэнергии в системе автономного электроснабжения 43

2.5. Цена электроэнергии в системе централизованного электроснабжения 45

2.6. Ресурс газовых турбин ПГУ 48

2.7. Режим работы газотранспортной системы 48

2.8. Сравнение стоимости электроэнергии в централизованной и автономной системах электроснабжения 50

Выводы по главе 2 51

Глава 3. Водород в энергетике ЕС 52

3.1. Производство и потребление водорода 52

3.2. КИУМ ВЭС, СЭС и электролизёров 53

3.3. Место электролиза в электроэнергетической системе ЕС 54

3.4. Стоимость производства «зелёного» водорода 57

3.5. Отрицательные цены электроэнергии в энергосистеме Германии 58

Выводы по главе 3 62

Глава 4. Переход к водородной энергетике 63

4.1. Общее потребление странами ЕС энергоресурсов 63

4.2. Потребность экономики ЕС в водороде 64

4.3. Электролиз воды 65

4.4. Потребность в электрической и тепловой энергии для получения дистиллированной воды 67

4.5. Потребность в площади для размещения ВИЭ 68

4.6. Выбросы углекислого газа в процессе получения дистиллированной воды 70

4.7. Утилизация кислорода 71
4.8. Тепловое загрязнение атмосферы водяным паром 71
4.9. Инфраструктура для перехода к водородной экономике 71
Выводы по главе 4 73

Глава 5. Изменение материалоёмкости элементов энергосистемы при переходе на водородную энергетику 74
5.1. Материалоёмкость энергосистемы при переходе к ВЭС и СЭС 74
5.1.1. Материалоёмкость ВЭУ 75
5.1.2. Материалоёмкость СЭС 76
5.1.3. Материалоёмкость ТЭС 77
5.1.4. Материалоёмкость АЭС 79
5.2. Транспортировка водорода 80
5.2.1. Трубопроводы 81
5.2.2. Транспортировка автомобильным и железнодорожным транспортом 82
5.2.3. Транспортировка водорода с помощью носителей 83
5.3. Изменение материалоёмкости энергосистемы при переходе к водородной энергетике 85
5.3.1. Электрические станции 86
5.3.2. Электрические сети 87
5.3.3. Накопители электроэнергии 87
5.3.4. Газотранспортная система 87
5.3.5. Топливные элементы 88
Выводы по главе 5 89

Глава 6. Экологическое давление на окружающую среду при переходе к водородной экономике 90
6.1. Выбросы водяного пара 91
6.2. Выбросы водорода 94
6.3. Выбросы оксидов азота 94
6.4. Утилизация выработавших ресурс ВЭС и СЭС 95
6.4.1. Утилизация ВЭС 95
6.4.2. Утилизация СЭС 100
6.5. Утилизация выработавших ресурс топливных элементов и аккумуляторных батарей 103
Выводы по главе 6 106

Глава 7. Углеродная нейтральность 107
7.1. Динамика выбросов углекислого газа и поглощения парниковых газов 107
7.2. Снижение выбросов углекислого газа в энергосистемах ЕС и США 110
7.3. Методики расчёта выбросов парниковых газов 112
7.4. Поглотительная способность лесов стран ЕС и РФ 114
7.5. Удельные выбросы углекислого газа в электроэнергетических системах 117

7.6. Конкурентоспособность российской экономики при переходе к водородной экономике 120
7.6.1. Климатические особенности РФ и стран ЕС 120
7.6.2. Стоимость электроэнергии ВИЭ в РФ 122
7.7. Последствия водородной стратегии для РФ 123
Выводы по главе 7 124
Глава 8. Водородные проекты 125
8.1. Мезенская приливная электростанция 125
8.2. Пенжинская приливная электростанция 128
8.3. Атомно-водородная энергетика 130
8.4. Проект поставки сжиженного водорода из Австралии в Японию 133
8.4.1. Описание проекта 133
8.4.2. Энергетическая и экологическая эффективность проекта 135
8.5. Инициатива «European Hydrogen Backbone» 136
Основные выводы 140
Литература 144

Список сокращений

Alkaline – щелочные электролизёры
ЕНВ – Европейская магистральная водородная магистраль
ЕОН – эквивалентные часы
CBAM – Carbon Border Adjustment Mechanism
IEA – международное энергетическое агентство
PEM – электролизёры с протонными мембранами
SOEC – твёрдооксидные электролизёры
WACC – средневзвешенная стоимость капитала
АЭТК – атомные энерготехнологические комплексы
АЭС – атомная электростанция
ВИЭ – возобновляемые источники энергии
ВТГР – высокотемпературный газоохлаждаемый реактор
ВТО – Всемирная торговая организация
ВЭС – ветровая электростанция
ГАЭС – гидроаккумулирующая станция
ГТУ – газотурбинная установка
ГТД – газотурбинный двигатель
ГЭС – гидроэлектростанция
ДПМ – договор предоставления мощности
ЕС – Европейский союз
ЕЭС – единая энергетическая система
ЗИЗЛХ – сектор землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства
КИТТ – коэффициент использования тепла топлива
КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
КПД – коэффициент полезного действия
НВИЭ – нетрадиционные возобновляемые источники энергии
НДС – налог на добавленную стоимость
НДТ – наилучшие доступные технологии
НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
ООН – Организация объединённых наций
ОС – окружающая среда
ПГУ – парогазовая установка
ПГХ – подземное газовое хранилище
ПСУ – паросиловая установка
ПЭС – приливная электростанция
РФ – Российская Федерация
СЭС – солнечная электростанция
ТЭК – топливно-энергетический комплекс
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
УРУТ – удельный расход условного топлива
ФЗ – федеральный закон

Введение

Неоднозначные задачи и проблемы участия нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в энергосистемах разных стран и регионов необходимо рассматривать под разными углами зрения. Это экологичность и надёжность, устойчивость функционирования и «низкоуглеродность». Разные страны выбирают различные приоритеты для развития своих энергосистем, опираясь на ключевые требования времени, тем самым отвечая на ключевые вызовы современности.

Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 г., объединяет усилия стран, направленные на предотвращение опасных изменений климата. В соответствии с Конвенцией каждая страна «проводит национальную политику» с целью ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу. Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов оформлены в Парижском соглашении [1], регулирующем меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 года.

В рамках реализации Парижского соглашения 8 июля 2020 года была представлена стратегия развития водородной экономики [2], которая позволит Европейскому союзу достичь поставленной цели по нейтральности к углероду к 2050 году. Приоритетом для ЕС является развитие возобновляемых источников водорода, производимых с использованием главным образом энергии ветра и солнца. Выбор в пользу возобновляемого водорода основывается на лидирующих позициях европейской промышленности в технологиях производства электролизёров. В стратегии указано, что: «Инвестиции в водород будут способствовать устойчивому росту и созданию рабочих мест, что будет иметь решающее значение в контексте восстановления после кризиса COVID-19».

Стратегия охватывает вопросы полного цикла от разработки технологий производства «зелёного» водорода[1] до его конечного потребления, включая: хранение, транспортировку; разработку конкурентоспособных технологий на базе «зелёного» водорода в промышленности, транспорте, энергетике и строительстве; создание условий для инвестиций; разработку нормативной базы и системы налоговой поддержки; формирование спроса на «зелёный» водород; разработку рыночных схем поддержки возобновляемых источников водорода; формирование механизмов защиты собственных производителей. Предусматривается комплекс организационных, нормативных, инвестиционных мер, обеспечивающий конкурентоспособность экономики Европейского союза.

Важным аспектом реализации водородной стратегии Европейского союза является намерение распространить её действия на внешних торговых партнёров с помощью экономических связей и дипломатии, в том числе за счёт инвестиций «в международное сотрудничество в области климата, торговли и исследовательской деятельности» [3]. Новая промышленная стратегия ЕС предусматривает установление «глобальных стандартов высокого качества» с целью укрепления «промышленной конкурентоспособности». «ЕС будет продолжать прикладывать усилия по поддержанию,

[1] «Зелёный» водород – производство на базе ВИЭ; «голубой» водород – на базе АЭС и ГЭС, технологий с улавливанием и хранением CO_2; «серый» водород – на базе природного газа, угля, нефтепродуктов.

обновлению и модернизации мировой торговой системы, с тем чтобы она соответствовала сегодняшним вызовам и реалиям завтрашнего дня» [3].

Следующим шагом по продвижению водородной и новой промышленной стратегии стала публикация 14 июля 2021 года Европейским парламентом пакета предложений по изменениям в экономике ЕС, позволяющим обеспечить сокращение выбросов парниковых газов к 2030 году на величину не менее 55% по сравнению с 1990 годом, а к 2050 году стать первым климатически нейтральным континентом. Пакет предложений включает в том числе правила пограничного углеродного регулирования Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) [4]. Предполагается, что в рамках механизма CBAM цена на выбросы углекислого газа будет одинаковой как для продукции европейских производителей, так и для импортных товаров. Таким образом, Европейским союзом декларируется недискриминационный характер механизма CBAM и его соответствие правилам ВТО и другим международным обязательствам ЕС.

Предполагается, что механизм CBAM будет вводиться постепенно, на начальном этапе под его действие попадёт ограниченное количество товаров. В рамках конференции по торговле и развитию ООН были рассмотрены последствия внедрения механизма CBAM на развивающиеся страны и определены страны, которые больше всего могут пострадать от введения данного механизма [5] (рис. 1).

В соответствии с результатами анализа выполненных конференцией по торговле и развитию ООН наибольшие риски от введения CBAM с точки зрения совокупной стоимости экспорта несёт Российская Федерация.

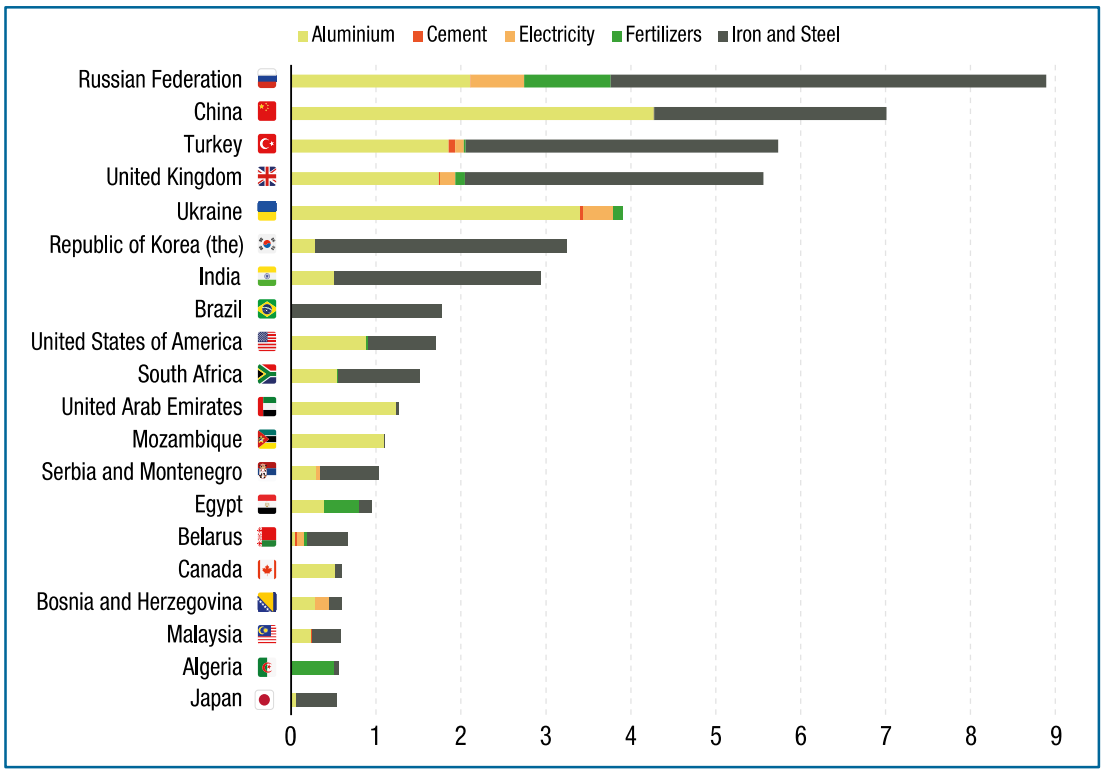


Рисунок 1. Экспорт стран в Европейский союз в 2019 году в разрезе отдельных секторов, которые могут попасть под действие CBAM (млрд долл. США). [5]

Европейский союз является одним из ключевых торговых партнёров Российской Федерации. Структурные изменения в экономике ЕС могут привести к изменению условий и структуры экспорта (импорта) товаров и услуг из РФ, поэтому анализ причин и последствий перехода на водородную экономику является актуальной задачей.

Российская Федерация присоединилась к Парижскому соглашению 23 сентября 2019 г. Необходимо отметить, что в настоящее время значительная доля ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малая доля угольной генерации в энергобалансе позволяют электроэнергетике Российской Федерации быть одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO_2. Удельные выбросы CO_2 на выработку электрической энергии ($гCO_2$/кВт·ч) в целом по энергосистеме РФ на 26% ниже, чем в США, на 30% ниже, чем Германии, в два раза ниже, чем в Китае, на 41% ниже среднемировых значений, и соответствуют уровню Дании [6]. Более поздний анализ подтвердил данные выводы: удельные выбросы CO_2 на выработку электрической энергии в энергосистеме РФ ниже, чем в США, Германии, Португалии, Мексике, Голландии, Японии, Южной Корее, Китае, Австралии, Индонезии, Индии, Польши и ЮАР, чуть лучше, чем в Дании и чуть хуже, чем в Италии [7]. Проектирование развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем с точки зрения соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления, роста доли комбинированной выработки электрической энергии и тепла, использования наилучших доступных технологий (НДТ) приведёт к дальнейшему снижению удельных выбросов углекислого газа в нашей стране.

Важно отметить, что Российская Федерация обладает огромным опытом разработки и реализации комплексных программ развития. Так, сто лет назад был разработан план ГОЭЛРО, включающий комплексную программу развития генерирующих мощностей, промышленных предприятий, подготовку кадров, научно-исследовательские работы, вопросы повышения топливной эффективности, вопросы финансирования. Следующим этапом была масштабная теплофикация городов и промышленных узлов.

Научные основы проектирования энергетических систем были заложены советскими (российскими) учёными ещё в прошлом веке [8, 9]. Вопросы горизонтальной интеграции энергетических систем разрабатывались в конце 70-х годов прошлого века международной научной группой, в том числе с участием советских учёных [10]. К сожалению, после запуска рынка электрической энергии в 2003 году, при проектировании развития электроэнергетической системы РФ отечественный опыт практически не используется, а в основном идёт простое копирование модных зарубежных тенденций без учёта их применимости для отечественной экономики.

В Российской Федерации накоплен значительный опыт реализации проектов в области водородной энергетики, в том числе получения «зелёного» водорода.

Первоначально водородные технологии применялись в ракетостроении и космической отрасли. В 1971 году был разработан электрохимический генератор «Волна» мощностью 1,2 кВт для лунной программы, в 1988 году система «Фотон» мощностью 10 кВт для «Бурана». Позже водород нашёл применение в судостроении, машиностроении и авиастроении. В 1982 году был выпущен автомобиль «РАФ» с водородным щелочным топливным элементом. Первый экспериментальный самолёт на водородном топливе ТУ-155 совершил полёт в 1988 году. В России для автономной

энергетики созданы установки с электрохимическими генераторами, в том числе корабельными, мощностью 150 кВт и более [11].

Атомно-водородные технологии (получение водорода с помощью ВТГР, термохимия и опреснение воды, промышленные энерготехнологические комплексы) активно развивались в СССР под руководством академиков В.А. Легасова, Н.Н. Пономарева-Степного, в самом конце 80-х годов [12]. В 1994 году комитетом Российской Федерации по пищевой и перерабатывающей промышленности были приняты «Нормы технологического проектирования производства водорода методом электролиза» [13]. В нормах проектирования рассмотрены вопросы надёжности, безопасности, эффективности производства водорода методом электролиза.

Основным тормозом к применению водорода в энергетике является то, что для получения водорода расходуется больше энергии, чем выделяется при его использовании [14]. Процесс получения водорода рассматривается как способ аккумулирования электрической энергии ВЭС и СЭС, характеризующейся неравномерностью и малой предсказуемостью производства. Эффективность цикла на базе электролиза воды в настоящее время составляет около 65%.

К анализу перспектив и необходимых условий перехода энергетических систем России и Европейского союза на «зелёный» водород необходимо подходить с точки зрения системного (научного) подхода.

Актуальным вопросом является анализ достижимости целей, поставленных ЕС в рамках водородной стратегии, а также наличие необходимых ресурсов для перехода на «зелёный» водород: потребность в электрической мощности ВЭС и СЭС; наличие территории для размещения ВЭС и СЭС; требуемое качество водных ресурсов для электролиза; неравномерность размещения ресурсов на территории ЕС.

Важным аспектом производства «зелёного» водорода является использование энергетических и водных ресурсов, характеризующихся значительной сезонной и суточной неравномерностью. При переходе на водородную экономику потребуется решить сложную задачу обеспечения баланса производства и потребления «зелёного» водорода с учётом сезонной и суточной неравномерностью производства электрической энергии ВИЭ, сезонной неравномерностью водных ресурсов, а также принять во внимание риски маловодных лет [15]. Неравномерность и малая предсказуемость выработки ВЭС и СЭС потребует создания комплексной систем накопителей электроэнергии, хранения исходной и дистиллированной воды, а также водорода.

Важно отметить, что в соответствии с Рамочной директивой по водным ресурсам отсутствие искусственных барьеров для свободного, непрерывного течения воды является ключом к достижению хорошего статуса европейских вод. Совокупное воздействие большого числа речных барьеров в Европе является одной из основных причин более чем 80-процентного сокращения биоразнообразия пресноводных ресурсов и потери 55% контролируемых популяций мигрирующих рыб. Стратегия ЕС в области биоразнообразия направлена на восстановление по меньшей мере 25 000 км свободно текущих рек к 2030 году путём устранения ранее возведённых барьеров и восстановления пойм и водно-болотных угодий [16].

Следует отметить, что в принимаемых в ЕС директивах и программных документах отсутствует рассмотрение возможных рисков влияний на изменение климата перехода на водородную энергетику, в результате которого произойдёт резкое увеличение

выбросов водяного пара в атмосферу, основного парникового газа в атмосфере, а также сопутствующего теплового загрязнения атмосферы [17].

Отдельного изучения требуют вопросы, связанные с оценкой влияния роста объёмов использования водорода в экономике на выбросы оксидов азота (NOx), которые регулируются протоколами к «Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния ЕЭК ООН» [18].

Переход Российской Федерации на «зелёный» водород создаёт значительные риски для конкурентоспособности отечественной экономики. Важно отметить, что в соответствии с прогнозом международного энергетического агентства (IEA), стоимость производства «зелёного» водорода в Российской Федерации будет одной из самых высоких в мире [19].

Глава 1. ВИЭ в энергосистеме

Электричество – уникальный по своим свойствам товар, его невозможно хранить, каждая произведённая единица энергии должна быть мгновенно потреблена. Даже наличие разноплановых устройств и систем аккумулирования энергии ничего в данном факте не меняет. С точки зрения масштабных энергетических сетей любое устройство аккумулирования в какой-то момент времени выступает как потребитель энергии, затем в какой-то следующий момент времени оно же выступает уже как генератор энергии. Процесс функционирования энергосистемы заключается в постоянной ежесекундной балансировке производства и потребления – в любой момент времени они должны быть равны. Без реализации специальных мероприятий, обеспечивающих баланс производства и потребления, любая энергосистема обрушится либо вследствие недостатка электроэнергии в системе, либо её избытка. При этом, баланс должен поддерживаться 24 часа в сутки.

Современная энергосистема выстраивается на сочетании управляемых и/или диспетчеризируемых базовых, полупиковых и пиковых энергоисточников. При нормальном режиме функционировании энергосистемы стараются свести стоимость всей совокупности получаемого электричества к минимуму, с учётом разнообразных экологических и логистических факторов. И, следовательно, такая «разумная» энергосистема должна иметь максимальный объём базовой энергетики, дающий дешёвую энергетику, и минимальный объём пиковой энергетики, обеспечивающей необходимую гибкость и резервирование на случай форс-мажорных ситуаций, но при этом дорогой.

Переход Европейского союза на «зелёный» водород предполагает значительный рост доли ВИЭ в энергобалансе энергосистем. При этом, баланс энергосистемы предлагается осуществлять за счёт использования аккумуляторных батарей, электролизёров, а также энергетических мощностей водородной энергетики, которые, как предполагается, будут использовать производство и потребление водорода для балансирования энергосистемы.

В данной главе анализируются режимы работы электростанций в энергосистеме Германии. Интерес к энергосистеме Германии вызван, в первую очередь, амбициозными планами по внедрению ВИЭ. В соответствии с энергетической стратегией планировался рост доли ВИЭ в балансе электрической энергии до 35% к 2020 году, 50% к 2030, 65% к 2040 и 80% к 2050 году [20, 21].

Характерные режимы работы производства электрической энергии солнечными электростанциями (СЭС) и ветроэлектростанциями (ВЭС), а также потребление электрической энергии в энергосистеме Германии за период с сентября 2018 года по август 2019 года представлены на рисунке 2 [22].

ВЭС и СЭС являются «необеспеченной» мощностью: выработка электроэнергии ВЭС и СЭС характеризуется значительной неравномерностью в течение суток, месяца, года, а также малой предсказуемостью.

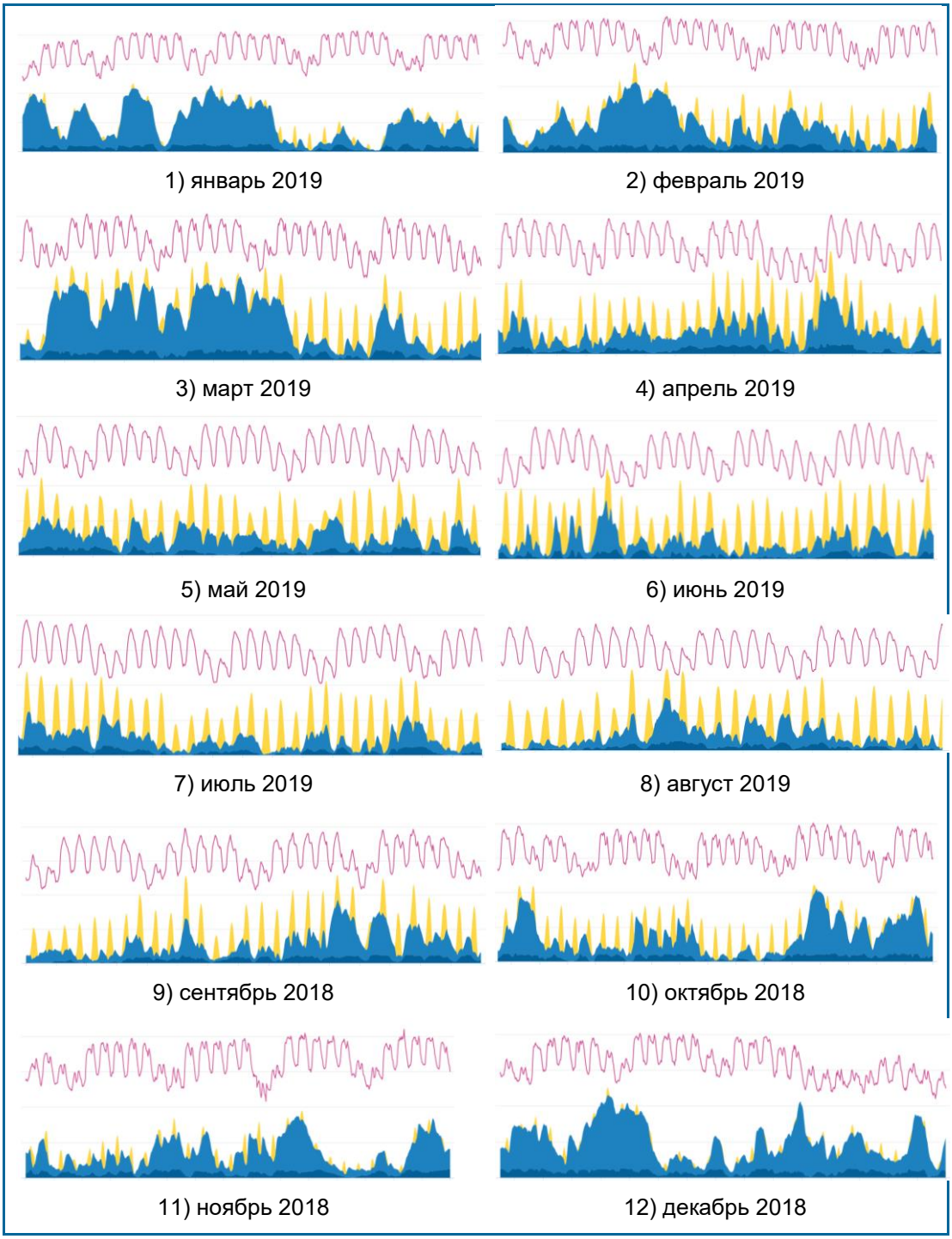


Рисунок 2. Производство электроэнергии ВЭС и СЭС и потребление в энергосистеме Германии за период с сентября 2018 года по август 2019 года. [22]

1.1. Обеспечение баланса в энергосистеме Германии в дни с максимальной долей ВИЭ

Для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей необходимо обеспечить баланс производства и потребления электрической энергии в энергосистеме в каждый момент времени. Дисбаланс производства и потребления электроэнергии, как уже отмечалось выше, может привести к локальным и системным авариям в энергосистеме.

Рост доли выработки электроэнергии ВЭС и СЭС в энергосистемах стран ухудшает режимы загрузки других источников электроэнергии (ГЭС, ТЭС и АЭС), а также ведёт к росту перетоков электрической энергии (мощности) как внутри этих стран, так и в сопредельные страны.

1.1.1. Режимы работы ВЭС и СЭС в энергосистеме

На рисунке 3 представлены максимальные и минимальные значения суточных максимумов производства электроэнергии солнечными электростанциями за период с сентября 2018 года (точки 9-12) по август 2019 года (точки 1-8) с разбивкой по месяцам. Данные на рисунке размещены в порядке с января по декабрь в энергосистеме Германии.

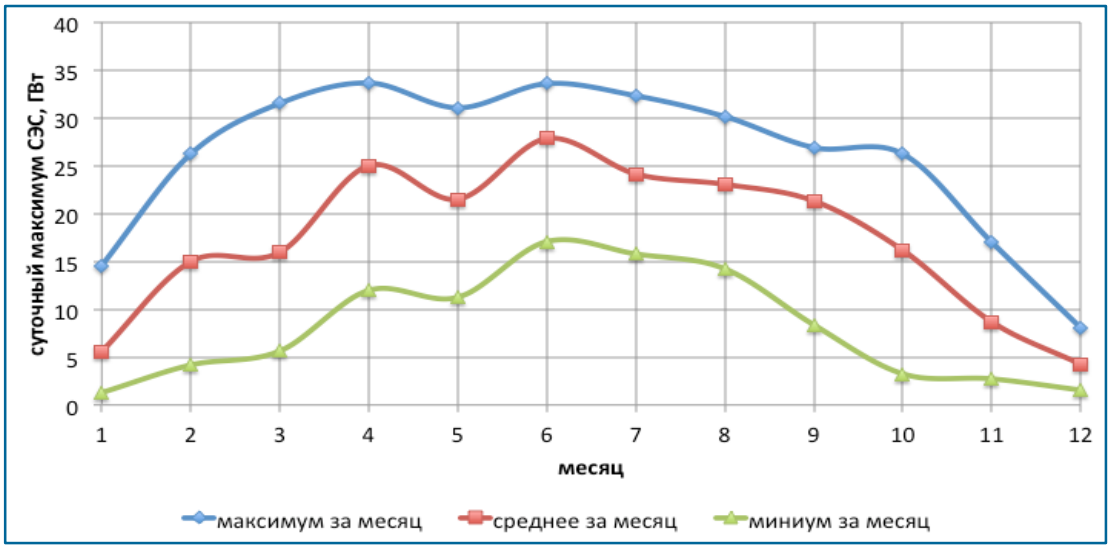


Рисунок 3. Суточный максимум отпуска электроэнергии СЭС в энергосистеме Германии с сентября 2018 года по август 2019 года.

Минимальная выработка СЭС характерна для декабря, а максимальная – для июня. В марте 2019 года и в октябре 2018 года наблюдалась максимальная разница между максимальным и минимальным значениями суточных максимумов – около 25 ГВт.

Суточный максимум электрической мощности СЭС в течение месяца отличается от 2 до 11 раз. На рисунке 4 представлены максимальные и минимальные значения часового производства электроэнергии ВЭС за период с сентября 2018 года (точки 9-12) по август 2019 года (точки 1-8) с разбивкой по месяцам. Данные на рисунке размещены в порядке с января по декабрь.

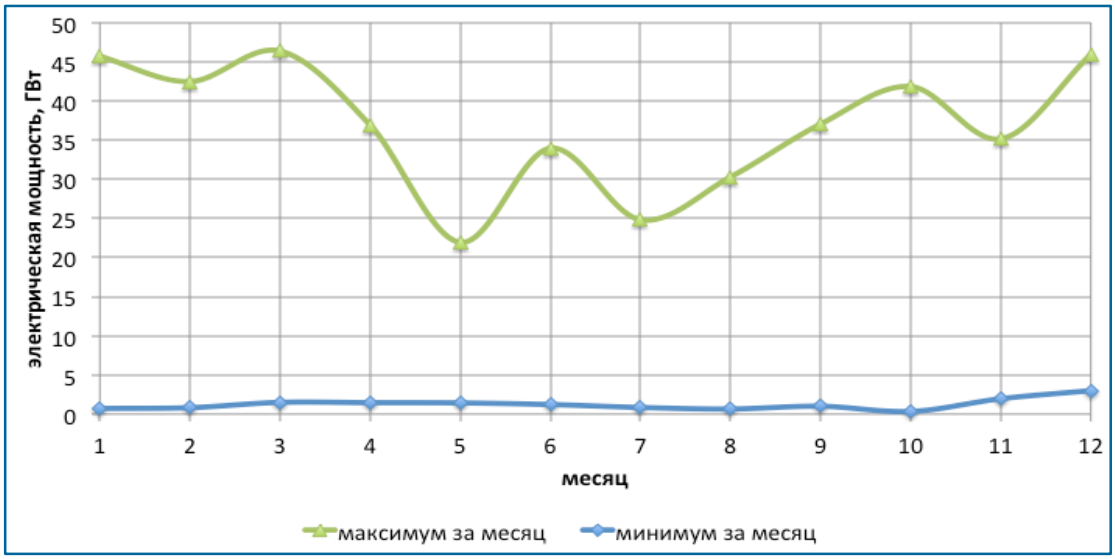


Рисунок 4. Суточный максимум отпуска электроэнергии ВЭС в энергосистеме Германии с сентября 2018 года по август 2019 года.

Наблюдается тенденция к снижению месячного максимума производства электроэнергии ВЭС в летние месяцы. Наибольшей разностью между максимумом и минимумом производства электроэнергии характеризуются зимние месяцы. В течение месяца разница между максимальной и минимальной электрической мощностью ВЭС может достигать 45 ГВт.

На рисунке 5 представлены значения разности месячных максимумов и минимумов производства электроэнергии ВЭС и СЭС. Максимальные значения разницы месячного максимума и минимума производства электрической энергии как ВЭС, так и СЭС наблюдались в марте и октябре.

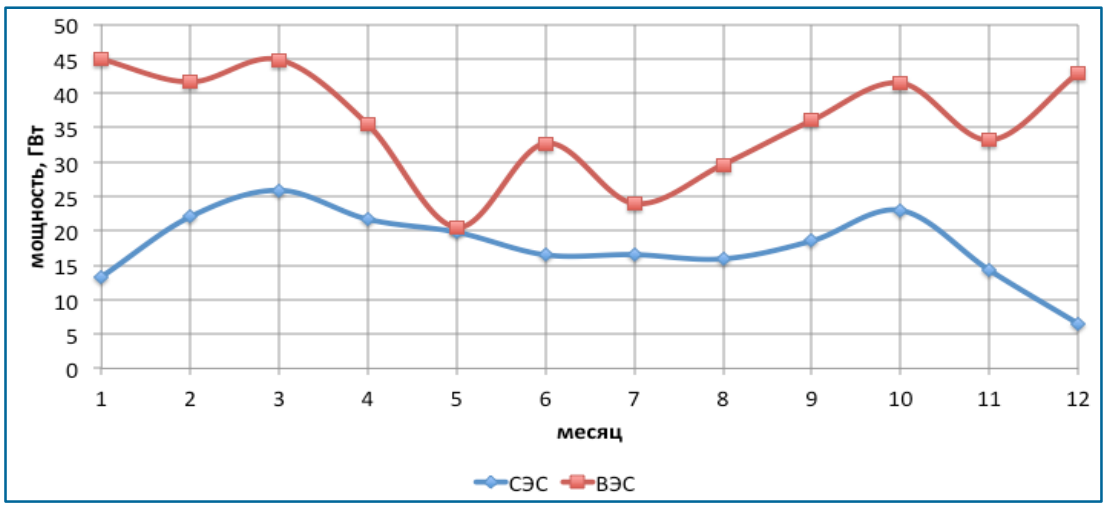


Рисунок 5. Разница месячного максимума и минимума электрической мощности ВЭС и СЭС в энергосистеме Германии за период с сентября 2018 года по август 2019 года.

1.1.2. Регулирование электрических режимов в энергосистеме

Регулирование электрических режимов в энергосистеме Германии осуществляется, в первую очередь, электростанциям, использующими в качестве топлива каменный и бурый уголь, гидроаккумулирующими станциями (ГАЭС), атомными электростанциями (АЭС), экспортом и импортом электроэнергии.

На рисунках 6 и 7 представлены графики производства электрической энергии электростанциями, работающими на принципе сжигания органического топлива за декабрь 2018 года и июнь 2019 года.

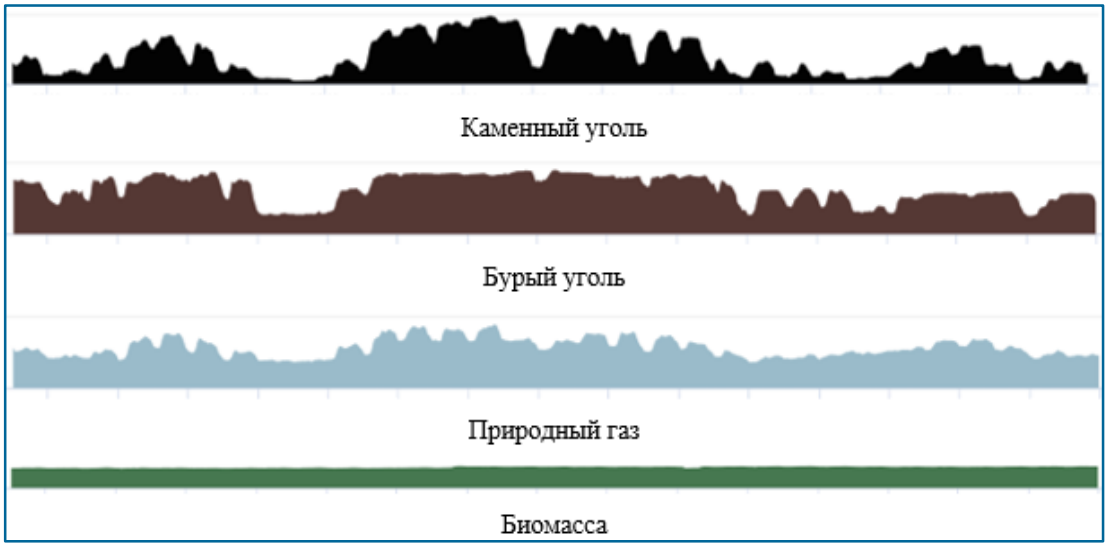


Рисунок 6. Выработка электроэнергии электростанциями по типам топлива в декабре 2018 года: каменный уголь, газ, бурый уголь, биомасса. [22]

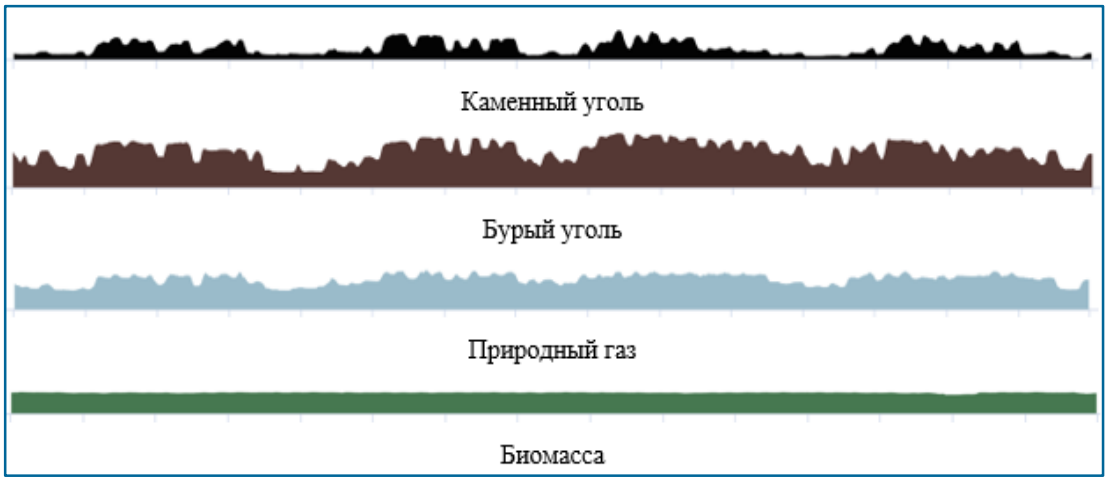


Рисунок 7. Выработка электроэнергии электростанциями по типам топлива в июне 2019 года: каменный уголь, газ, бурый уголь, биомасса. [22]

Электростанции, использующие в качестве топлива биомассу, работают в базе и не участвуют в регулировании частоты в энергосистеме. Максимальной неравномерностью суточного графика производства электрической энергии характеризуются электростанции, работающие на каменном угле.

Для дальнейшего анализа представляют интерес электрические режимы работы генерирующего оборудования электростанций в дни с максимальным объёмом производства электроэнергии на объектах ВИЭ (таблица 1). Загрузка электростанций может сильно отличаться для декабря и июня, месяцев с разной солнечной активностью, разной долей СЭС в балансе электрической энергии.

Таблица 1. Доля ВИЭ в балансе производства электроэнергии.

№ п/п	Дата	Доля ВИЭ в балансе производства электроэнергии
1	8 декабря 2018 года	67,35%
2	8 июня 2019 года	68,72%
3	8 марта 2019 года	57,23%
4	10 августа 2019 года	64,57%

Рассматриваемые дни соответствуют целевым стратегическим целям по доли ВИЭ в баланса производства электроэнергии в Германии, установленным для 2035-2040 годов.

На рисунках 8-11 представлены графики производства электроэнергии на ВИЭ Германии в дни с максимальной выработкой: 8 декабря 2018 года, 8 июня 2019 года, 8 марта 2019 года и 10 августа 2019 года (на основании данных [22]).

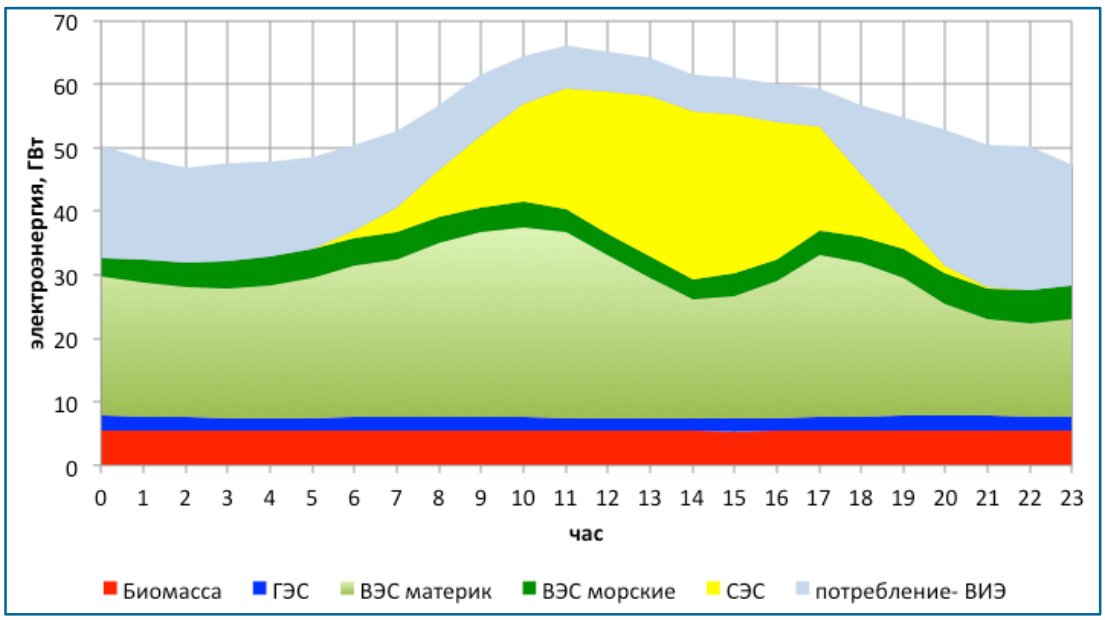


Рисунок 8. Доля ВИЭ в потреблении электроэнергии 8 июня 2019 года.

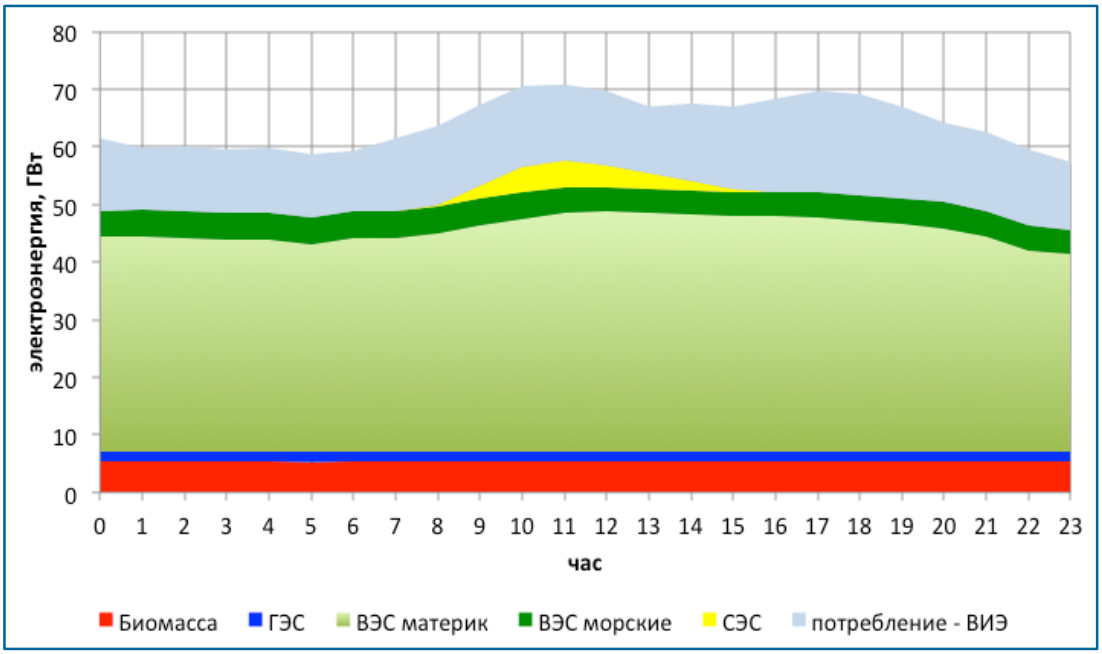


Рисунок 9. Доля ВИЭ в потреблении электроэнергии 8 декабря 2018 года.

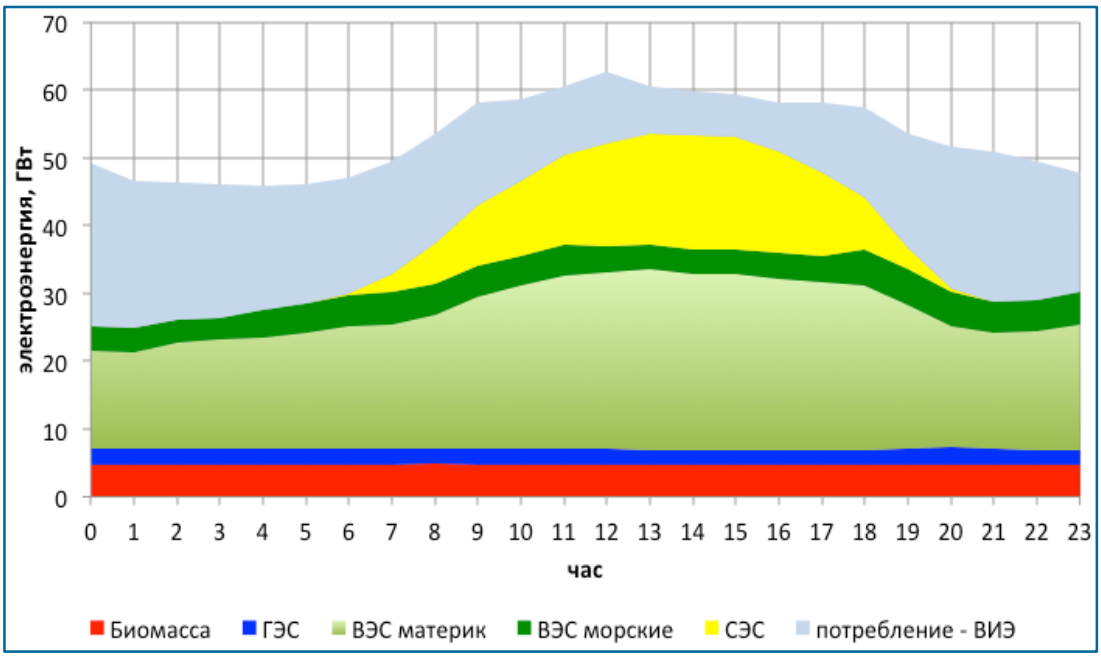


Рисунок 10. Доля ВИЭ в потреблении электроэнергии 10 августа 2019 года.

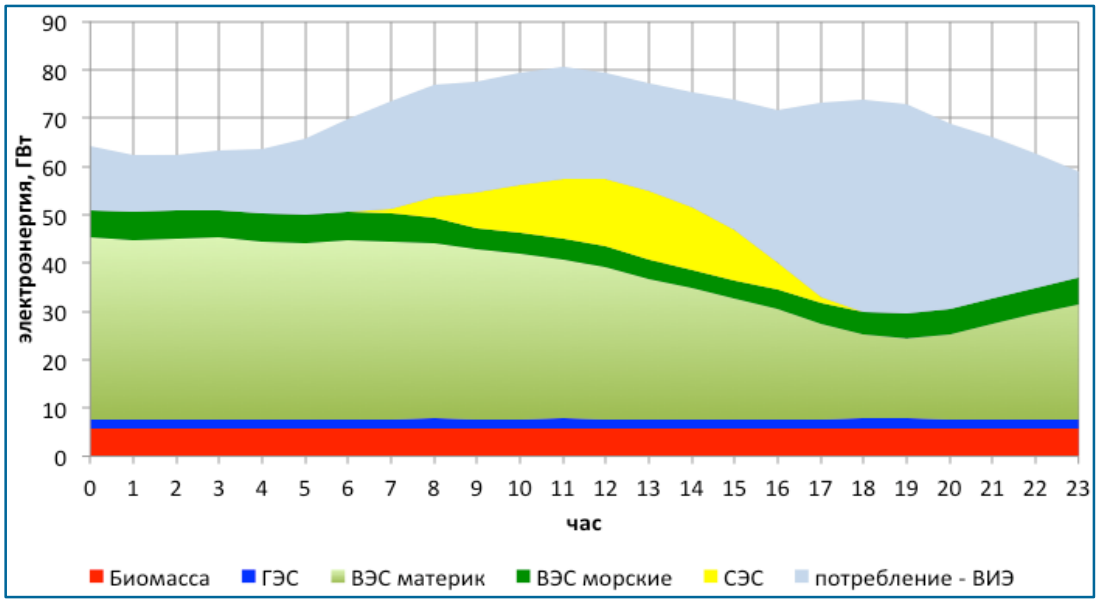


Рисунок 11. Доля ВИЭ в потреблении электроэнергии 8 марта 2019 года.

Баланс производства и потребления электрической энергии в энергосистеме Германии с учётом суточной неравномерности выработки ВЭС и СЭС обеспечивается за счёт предоставления регулировочного диапазона ГЭС, АЭС и тепловыми электростанциями, работающими на природном газе, каменных и бурых углях, биотопливе.

На рисунках 12-15 представлены данные о фактическом регулировочном диапазоне, предоставленном разными типами электростанций.

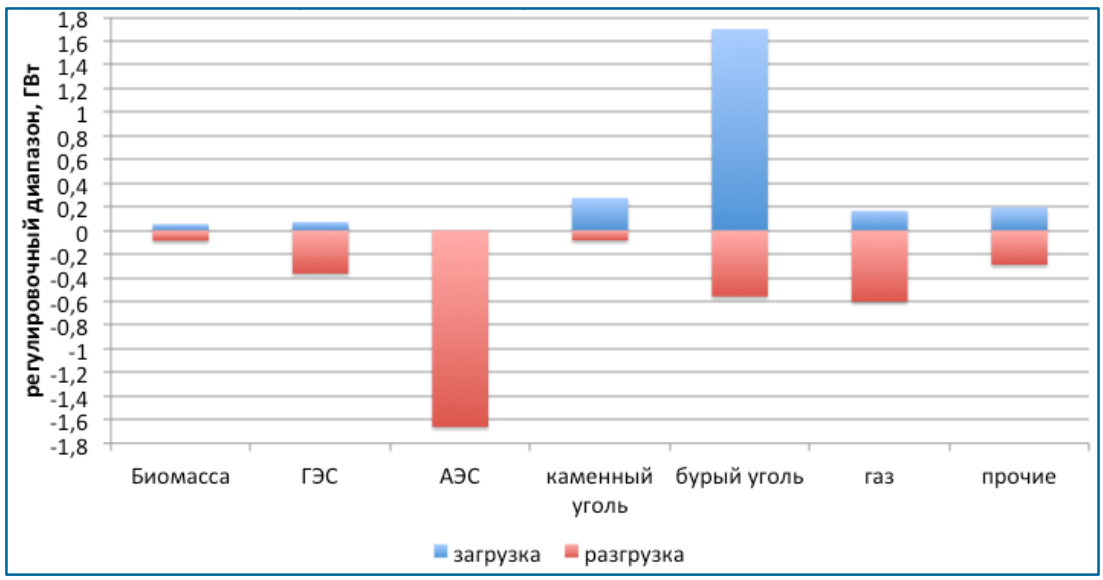


Рисунок 12. Фактический регулировочный диапазон, предоставленный электростанциями, 8 июня 2019 года в энергосистеме Германии.

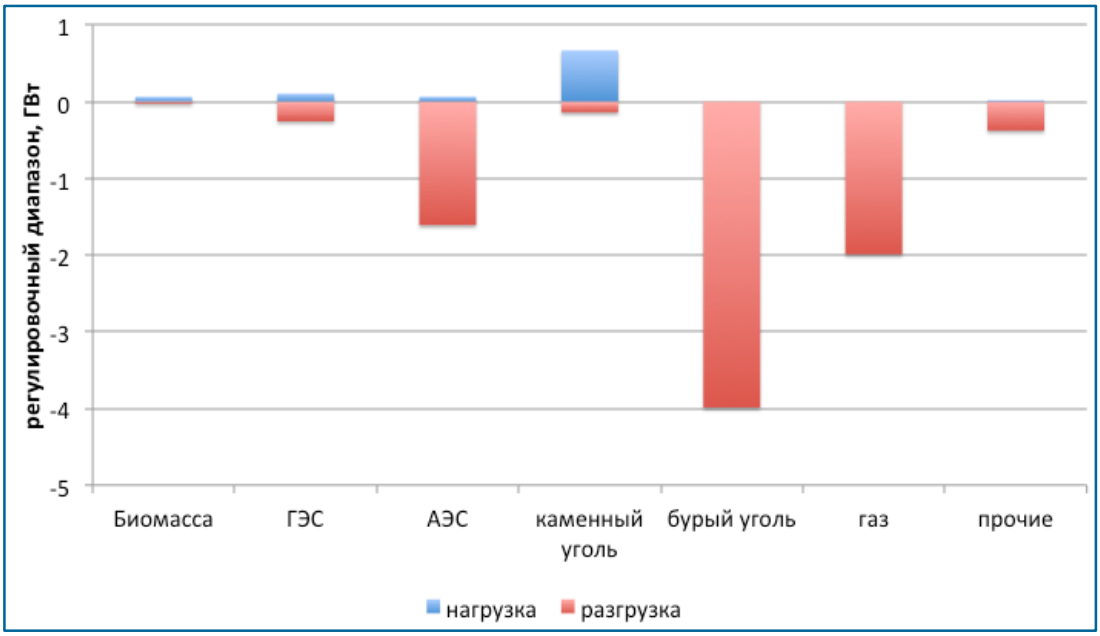


Рисунок 13. Фактический регулировочный диапазон, предоставленный электростанциями, 10 августа 2019 года в энергосистеме Германии.

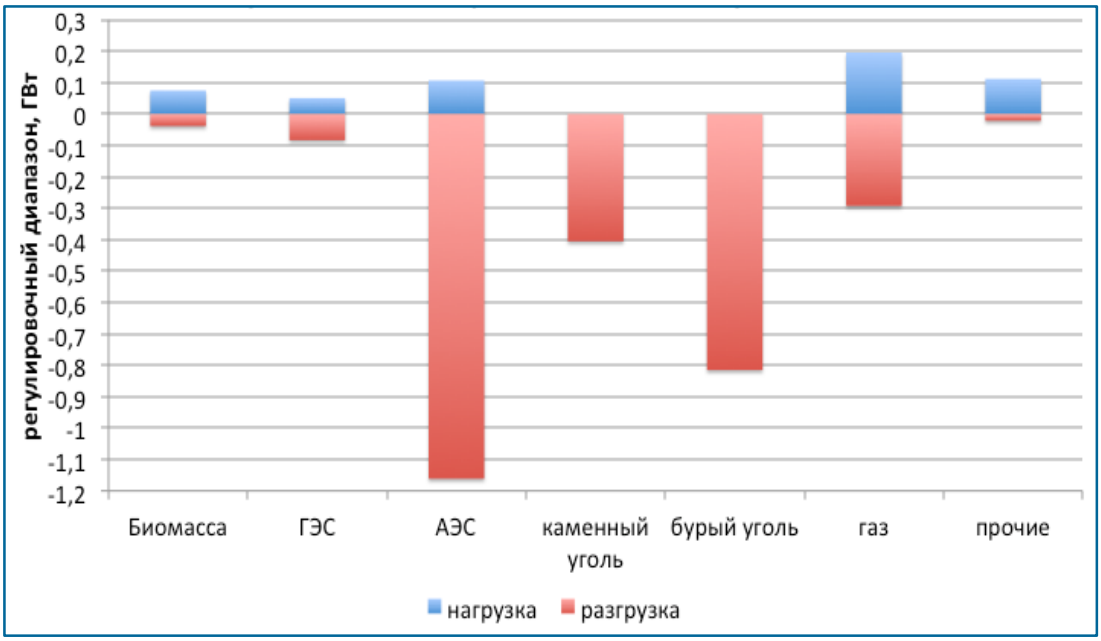


Рисунок 14. Фактический регулировочный диапазон, предоставленный электростанциями, 8 декабря 2018 года в энергосистеме Германии.

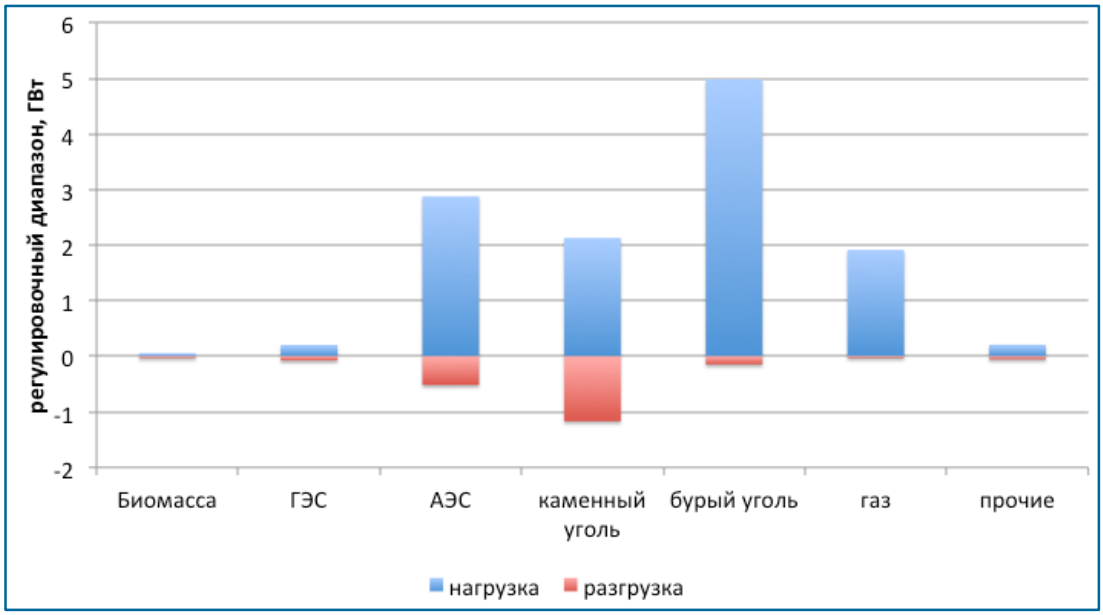


Рисунок 15. Фактический регулировочный диапазон, предоставленный электростанциями, 8 марта 2019 года в энергосистеме Германии.

В рассматриваемые дни максимальный вклад в регулирование электрических режимов внесли АЭС и ТЭС, использующие в качестве топлива природный газ, каменный и бурый уголь. Суточная неравномерность загрузки энергоблоков АЭС составила 8 июня 2019 года – 1,661 ГВт, 10 августа 2019 года – 1,675 ГВт, 8 марта 2019 года – 3,394 ГВт, 8 декабря 2018 года – 1,268 ГВт.

Гидроэлектростанции (ГЭС), электростанции, использующие в качестве топлива биомассу, а также прочие электростанции не вносили существенного вклада в регулирование.

Режимы работы АЭС в энергосистеме

На рисунках 16 и 17 представлены режимы загрузки энергоблоков АЭС Германии [22] в течение суток: 8 декабря 2018 года, 8 марта 2019 года, 8 июня 2019 года, 10 августа 2019 года.

Энергоблоки атомных электростанций в энергосистеме Германии активно принимают участие в управлении электрическими режимами. Регулировочный диапазон, предоставляемый АЭС, превышает 30% от установленной мощности АЭС. В рамках данной статьи не рассматриваются вопросы влияния фактических режимов эксплуатации энергетического оборудования АЭС на расход паркового ресурса и стоимость сервисного обслуживания.

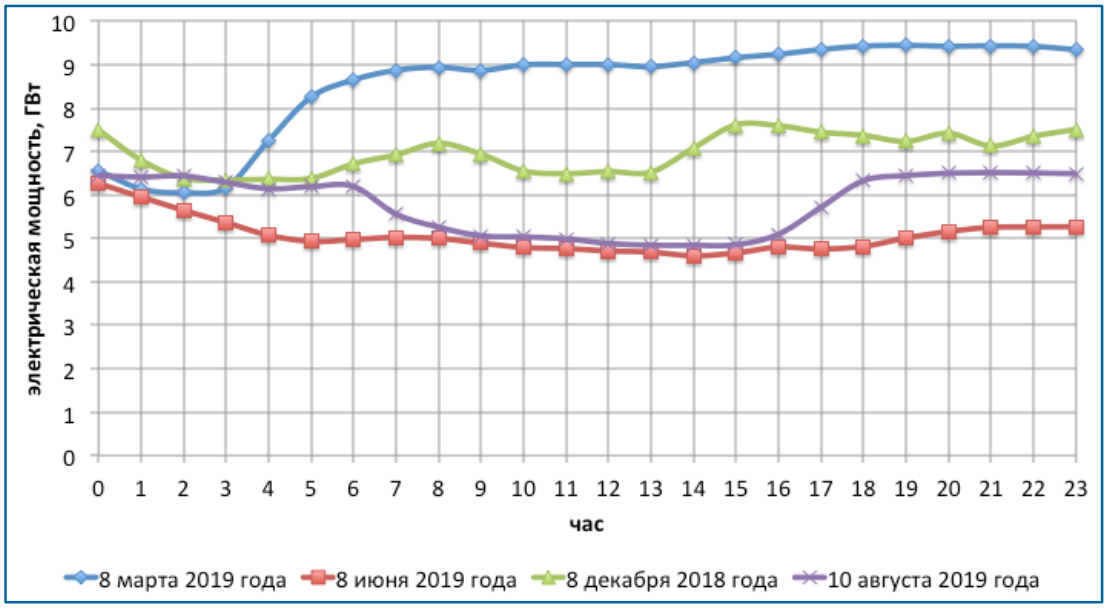


Рисунок 16. Производство электроэнергии АЭС.

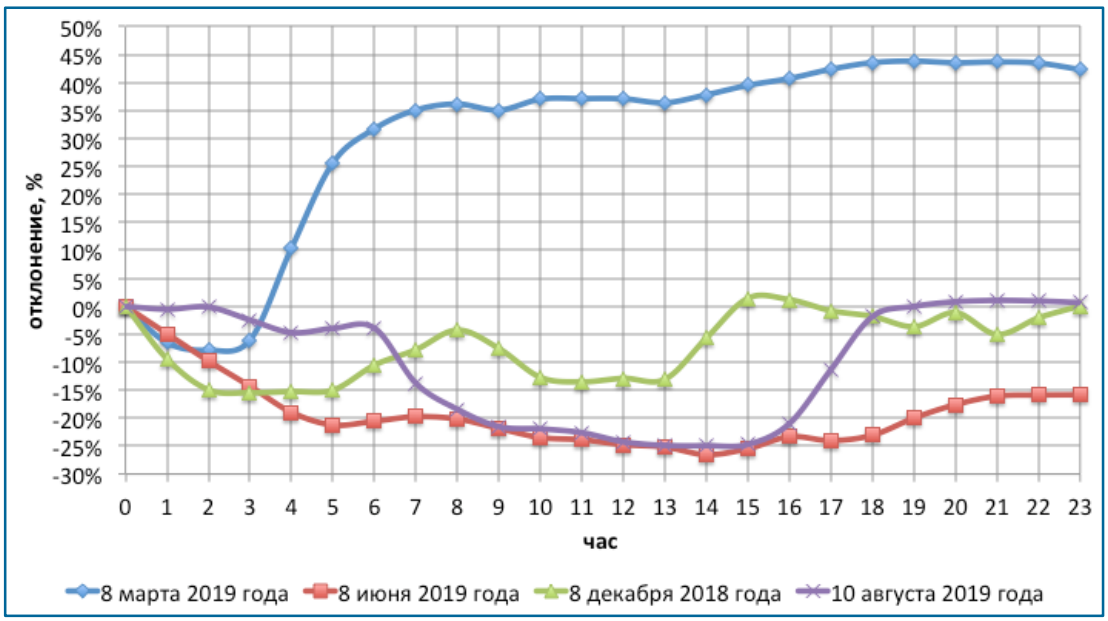


Рисунок 17. Режимы загрузки энергоблоков АЭС в течение суток.

Экспорт и импорт электроэнергии

Сбалансированность энергосистемы Германии обеспечивается, в том числе за счёт перетоков электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств. На рисунке 18 представлены суточные графики экспорта (импорта) электроэнергии из энергосистемы Германии в энергосистемы сопредельных государств. Положительные значения на рисунке 18 соответствуют экспорту электроэнергии из энергосистемы Германии, а отрицательные – импорту.

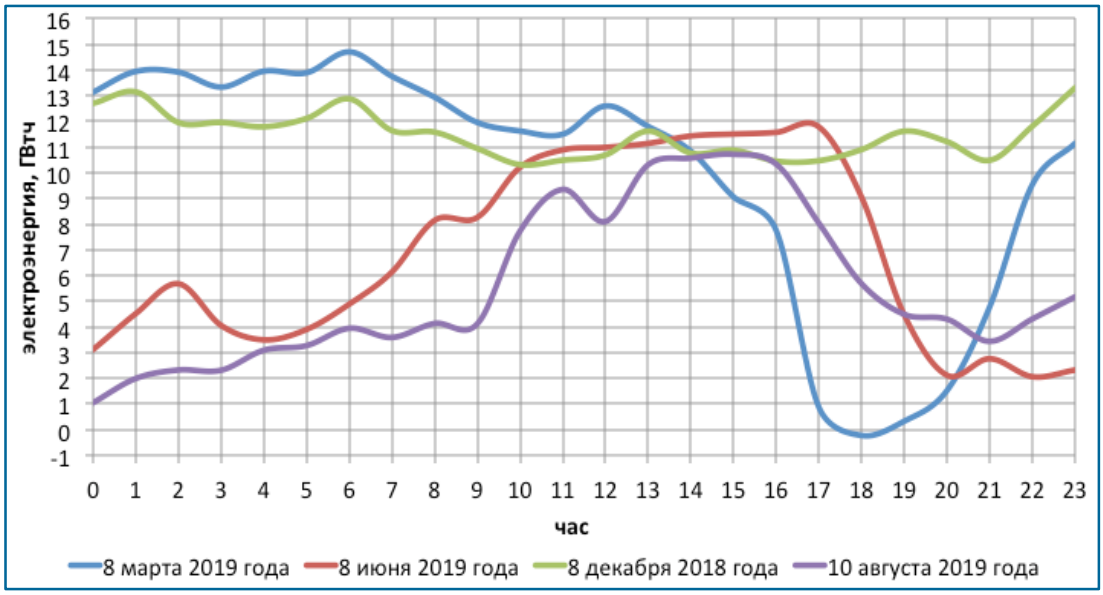


Рисунок 18. Экспорт (импорт) электроэнергии.

График экспорта электроэнергии 8 июня и 10 августа 2019 года похожи, соответствуют значительному объёму производства электроэнергии на СЭС. Суточный объём экспорта электроэнергии 8 июня 2019 года превысил 164 млн кВт·ч, 10 августа 2019 года – 132 млн кВт·ч.

График экспорта электроэнергии 8 декабря 2018 года соответствует равномерной выработке электроэнергии ВЭС в течение суток, а 8 марта 2019 года – неравномерной. Суточный объём экспорта электроэнергии 8 декабря 2018 года превысил 275 млн кВт·ч, а 8 марта – 238 млн кВт·ч. Экспорт (импорт) электроэнергии позволяет странам-лидерам по внедрению ВЭС и СЭС для ведения электрических режимов получать дополнительный регулировочный диапазон за счёт энергосистем сопредельных государств.

Рост доли ВИЭ в энергобалансах европейских стран снизит их возможности по оказанию помощи соседям в управлении электрическими режимами. Каждой из стран в рамках согласованных параметров придётся обеспечивать баланс производства и потребления электроэнергии самостоятельно.

Режимы работы ТЭС в энергосистеме

Тепловые электростанции, работающие на ископаемом топливе, вносят основной вклад в обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Германии. На рисунке 19 представлены величины максимальной и минимальной электрической мощности ТЭС в энергосистеме Германии с сентября 2018 года по август 2019 года [22].

Отношение месячных минимумов к месячным максимумам электрической мощности ТЭС в энергосистеме Германии с сентября 2018 года по август 2019 года представлено в таблице 2.

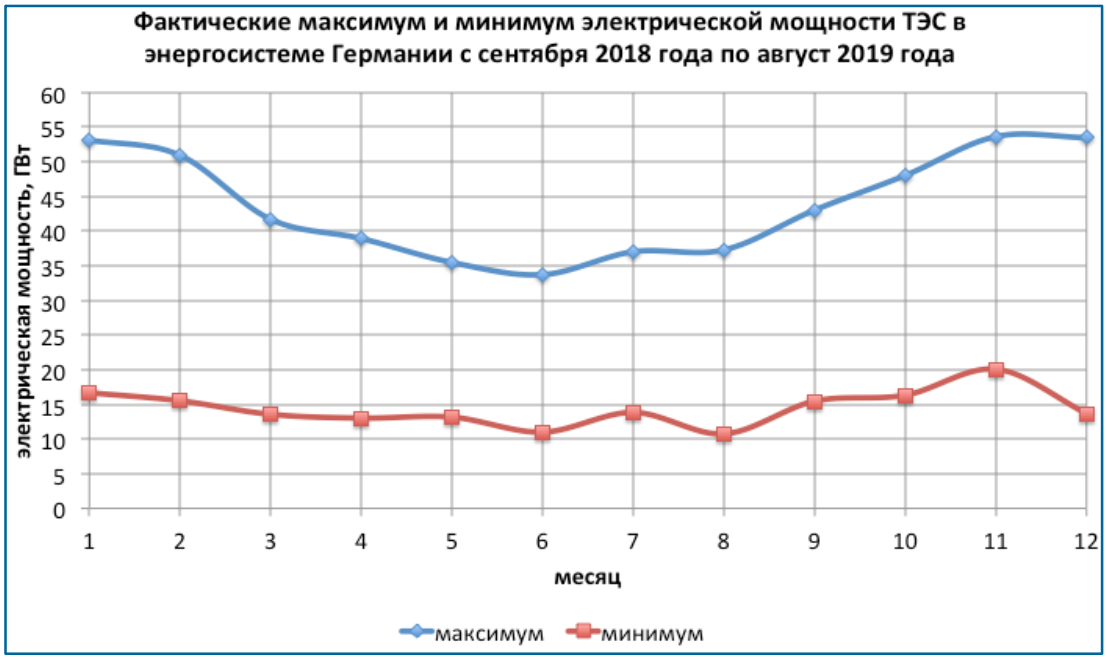


Рисунок 19. Фактические максимумы и минимумы электрической мощности ТЭС в энергосистеме Германии с сентября 2018 года по август 2019 года.

Таблица 2. Фактические максимумы и минимумы электрической мощности ТЭС в энергосистеме Германии с сентября 2018 года по август 2019 года.

Месяц	Год	Nmax	Nмин	Nмин/Nmax
		ГВт	ГВт	%
январь	2019	53,211	16,684	31,4%
февраль	2019	50,913	15,520	30,5%
март	2019	41,704	13,569	32,5%
апрель	2019	38,921	13,023	33,5%
май	2019	35,468	13,158	37,1%
июнь	2019	33,722	11,006	32,6%
июль	2019	37,017	13,834	37,4%
август	2019	37,289	10,762	28,9%
сентябрь	2018	43,025	15,462	35,9%
октябрь	2018	48,027	16,330	34,0%
ноябрь	2018	53,618	20,061	37,4%
декабрь	2018	53,476	13,696	25,6%

Отношение месячных минимумов к месячным максимумам электрической мощности ТЭС находится в диапазоне от 25,6 до 37,4%. Таким образом, для обеспечения баланса производства и потребления электрической энергии осуществляются пуски/остановы части генерирующего оборудования ТЭС в течение каждого месяца.

Рассмотрим возможность самостоятельно сбалансировать энергосистему Германии без перетоков электроэнергии с энергосистемами сопредельных стран.

Учитывая, что регулировочные возможности ГАЭС уже учтены в фактическом энергобалансе производства электроэнергии, а ежедневные пуски/остановы энергоблоков АЭС не рассматриваются по причине безопасной эксплуатации, проведём оценку возможности размещения дополнительного регулировочного диапазона на тепловых электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ, каменный и бурый уголь.

На рисунках 20-23 представлены фактические значения выработки электрической энергии ТЭС, а также выработка, скорректированная на величину экспорта (импорта) электроэнергии из энергосистемы Германии в энергосистемы сопредельных стран.

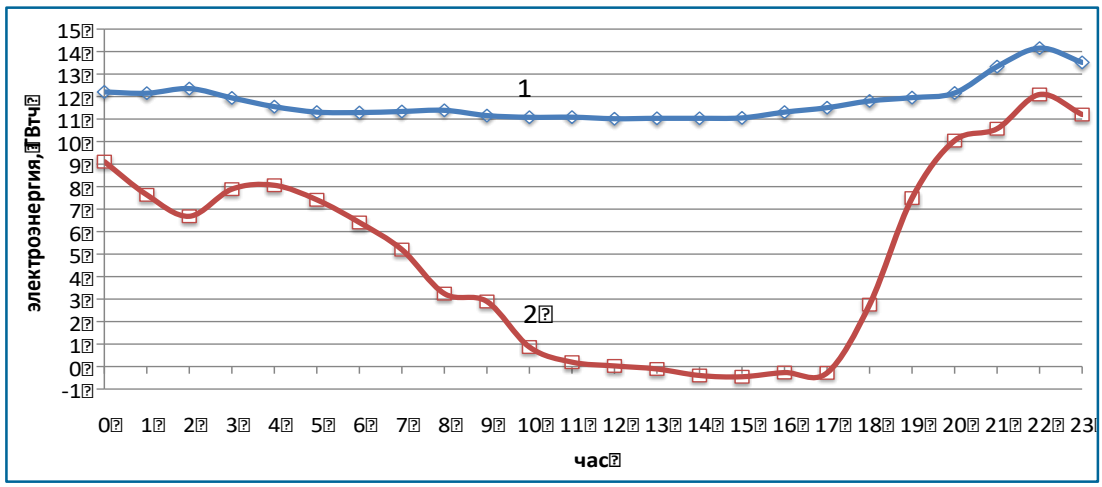


Рисунок 20. Производство электроэнергии на ТЭС 8 июня 2019 года в энергосистеме Германии: 1. – фактический режим загрузки ТЭС; 2. – требуемый режим загрузки ТЭС без экспорта (импорта) электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств.

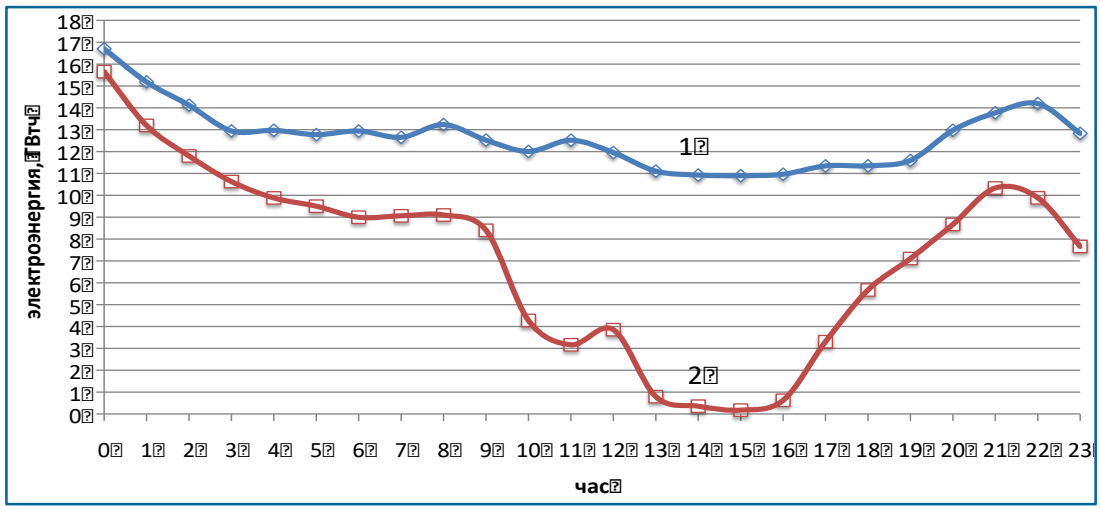


Рисунок 21. Производство электроэнергии на ТЭС 10 августа 2019 года в энергосистеме Германии: 1. – фактический режим загрузки ТЭС; 2. – требуемый режим загрузки ТЭС без экспорта (импорта) электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств.

Электрические режимы ТЭС 8 июня и 10 августа 2019 года, скорректированные на величину экспорта (импорта) электроэнергии, предполагают разгрузку генерирующего оборудования до нуля в период максимальной солнечной активности в течение суток. Таким образом, существует потребность в электростанциях, предназначенных для работы с ежедневными пусками/остановами.

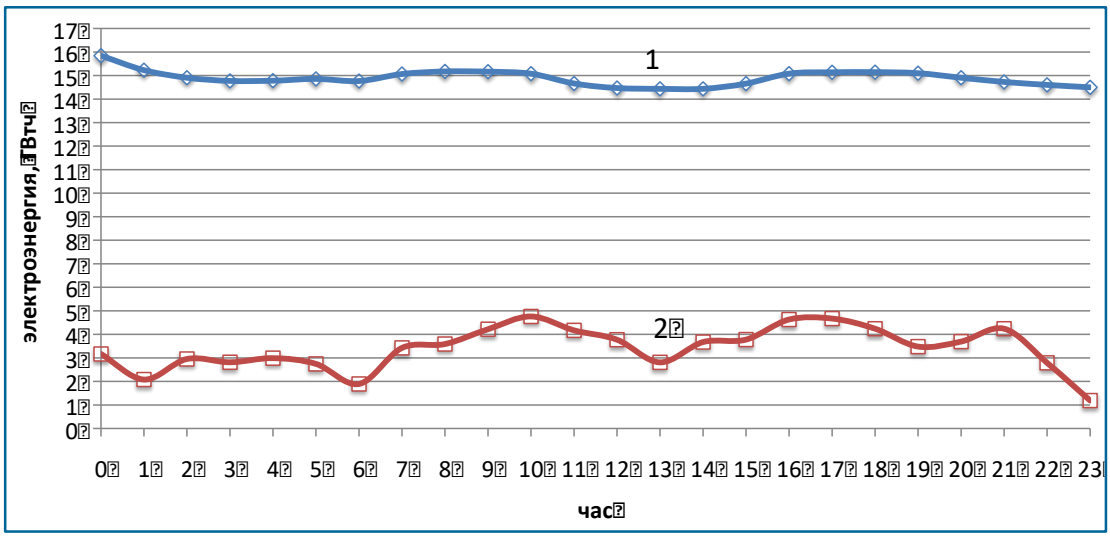


Рисунок 22. Производство электроэнергии на ТЭС 8 декабря 2018 года в энергосистеме Германии: 1. – фактический режим загрузки ТЭС; 2. – требуемый режим загрузки ТЭС без экспорта (импорта) электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств.

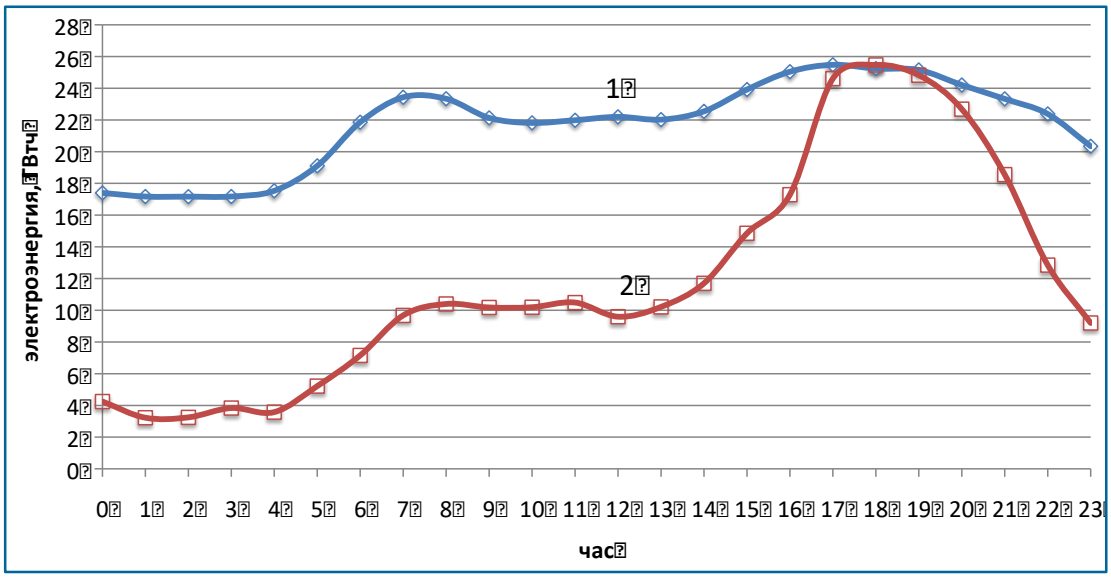


Рисунок 23. Производство электроэнергии на ТЭС 8 марта 2019 года в энергосистеме Германии: 1. фактический режим загрузки ТЭС; 2. требуемый режим загрузки ТЭС без экспорта (импорта) электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств.

Электрические режимы ТЭС 8 декабря 2018 года и 8 марта 2019 года, скорректированные на величину экспорта (импорта) электроэнергии, предполагают ежедневные пуски/остановы и разгрузку генерирующего оборудования ТЭС в течение суток, в зависимости от объёма и суточного графика выработки электрической мощности ВЭС.

Необходимо отметить, что существующие в настоящее время в энергосистеме Германии ТЭС и АЭС не предназначены для работы с ежедневными пусками/остановами генерирующего оборудования. Таким образом, в дни с максимальной выработкой электроэнергии ВИЭ энергосистема Германии неспособна самостоятельно обеспечить баланс электрической энергии (мощности) без перетоков с энергосистемами сопредельных стран.

Требования к скорости изменения нагрузки и количеству пусков/остановов ТЭС

Проектирование развития электроэнергетических систем предполагает решение вопросов, связанных с требованиями к характеристикам маневренности генерирующего оборудования электростанций. К характеристикам маневренности относятся: регулировочный диапазон; количество пусков/остановов; продолжительность пуска; скорость изменения нагрузки внутри регулировочного диапазона, а также показатели экономической, экологической и топливной эффективности работы оборудования в рассматриваемых режимах.

В таблице 3 представлены фактические значения максимальной скорости изменения выдаваемой в энергосистему Германии электрической мощности ВЭС и СЭС для рассматриваемых дней.

Таблица 3. Максимальная скорость изменения выдаваемой в энергосистему Германии электрической мощности ВЭС и СЭС

№	Дата	Максимальная скорость изменения нагрузки, ГВт в час			
		СЭС		ВЭС	
		рост	снижение	рост	снижение
1.	8 марта 2019 года	3,277	– 4,672	2,278	– 2,741
2.	8 июня 2019 года	4,063	– 6,396	4,486	– 3,665
3.	10 августа 2019 года	3,331	– 4,690	2,547	– 3,548
4.	8 декабря 2018 года	1,964	– 1,268	1,411	– 2,571

Максимальная скорость изменения выработки электроэнергии СЭС для рассматриваемых дней превысила 6 ГВт в час. Максимальная скорость изменения выработки ВЭС составила около 4,5 ГВт в час. Необходимо отметить, что отклонения выработки электроэнергии СЭС и ВЭС в случае однонаправленных тенденций будут суммироваться, в случае разнонаправленных – вычитаться.

В таблице 4 представлены результаты оценки требуемой максимальной абсолютной скорости изменения нагрузки ТЭС в течение часа (ГВт в час), а также максимальной относительной скорости (% от нагрузки в час).

Таблица 4. Максимальная скорость изменения нагрузки ТЭС.

№	Дата	Максимальная скорость изменения нагрузки ТЭС			
		рост		снижение	
		ГВт в час	% N в час	ГВт в час	% N в час
1.	8 марта 2019 года	7,318	142,33	– 5,709	69,23
2.	8 июня 2019 года	4,736	272,03	– 2,025	29,98
3.	10 августа 2019 года	2,679	527,27	– 4,123	50,92
4.	8 декабря 2018 года	1,532	181,02	– 1,604	42,55

Обеспечение сбалансированности производства и потребления электроэнергии собственными ресурсами (без экспорта/импорта электроэнергии) в энергосистеме Германии за счёт ТЭС, работающих на природном газе, каменном и буром угле, потребует ежедневных пусков/остановов, а также скорости изменения нагрузки электростанций с учётом пусков/остановов генерирующего оборудования до 7,3 ГВт в час и до 530% в час.

Комбинированная выработка электроэнергии и тепла

Директива 2004/8/ЕС определила развитие когенерации в Европейском союзе приоритетным направлением повышения эффективности и борьбы с изменением климата [23].

В таблице 5 представлены значения доли электростанций мощностью 10 МВт и более в объёме комбинированной выработки электроэнергии в энергосистеме Германии за 2016 и 2017 годы.

Доля электростанций, работающих на природном газе, каменном и буром угле, в комбинированной выработке электроэнергии в энергосистеме Германии в 2016 и 2017 годах превышала 86%. Разгрузка и ежедневные отключения ТЭС в результате управления электрическими режимами в энергосистеме приведут к значительному снижению объёма когенерации.

Таблица 5. Доля электростанций в объёме комбинированной выработки.

№	Тип топлива	Комбинированная выработка электроэнергии, %	
		2016	2017
1.	Отходы	4,95	4,38
2.	Биомасса	3,11	3,25
3.	Бурый уголь	5,23	5,23
4.	Природный газ	63,08	62,94
5.	Каменный уголь	17,96	18,10
6.	Другие	5,66	6,08
	Всего:	**100**	**100**

Источник: оценка выполнена на основании данных [24].

Резерв электрической мощности в энергосистеме

Дополнительным вопросом, требующим отдельного рассмотрения, является размещение резерва электрической мощности на электростанциях в энергосистеме Германии. В случае отключения электростанций, использующих в качестве топлива природный газ, каменный и бурый уголь, может оказаться, что в энергосистеме Германии будет отсутствовать достаточное количество генерирующего оборудования для размещения резерва, требуемого для обеспечения надёжности функционирования электроэнергетической системы.

Учитывая, что регулировочные диапазоны ГАЭС, ГЭС и энергоблоков АЭС по факту активно используются, возможным способом решения вопроса надёжности, не требующим значительных инвестиций, остаётся участие ВЭС и СЭС в ведение электрических режимов в энергосистеме. Но ограничения максимального часового объёма производства электроэнергии СЭС и ВЭС может существенно снизить их долю в энергобалансе Германии.

Одним из возможных решений является создание гидроаккумулирующих электростанций разной мощности, однако этот вопрос даже не рассматривается по причинам отсутствия свободных площадей, необходимых перепадов высот и других социально-экологических факторов.

1.2. Влияние суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии СЭС и ВЭС на долю ВИЭ в энергосистеме Германии

Суточная и сезонная неравномерность выработки ВИЭ

Данный раздел посвящён анализу достижимости поставленных стратегических показателей доли ВИЭ в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии. Анализ опыта Германии по внедрению ВИЭ и учёт его положительных и отрицательных моментов является полезным при принятии стратегических решений развития энергосистемы Российской Федерации, позволит избежать серьёзных ошибок.

Структура производства электроэнергии ВИЭ имеет сезонный характер и значительно меняется в течение года. В таблице 6 представлены значения доли ВИЭ в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии для июня 2019 года и декабря 2018 года. Максимальная доля ВИЭ в балансе наблюдалась 8 июня и 8 декабря, а минимальная – 11 июня и 14 декабря.

Таблица 6. Доля вырабатываемой ВИЭ электроэнергии в потреблении в энергосистеме Германии.

№	Дата	Рабочий/ выходной	Доля ВИЭ в потреблении электроэнергии, %			
			Всего	ГЭС и Биомасса	СЭС	ВЭС
1.	8 июня 2019 года	выходной	77,25	13,70	15,98	47,58
2.	11 июня 2019 года	рабочий	35,30	12,38	12,51	10,41
3.	8 декабря 2018 года	выходной	79,40	11,07	1,33	67,00
4.	14 декабря 2018 года	рабочий	21,96	11,14	0,63	10,19

Источник: расчёты выполнены на основании данных [22].

Необходимо отметить, что доля ВИЭ в производстве электроэнергии в энергосистеме Германии составляла 8 июня – 68,72%, а 8 декабря – 67,35%. Значительное отличие значений доли ВИЭ в потреблении (1) и в производстве объясняется экспортом электроэнергии в соседние страны. Потребление электроэнергии в рабочие и выходные дни существенно отличается, что также оказывает влияние на долю ВИЭ.

$$D_{\text{ВИЭ}} = \frac{\sum_1^{720} N_j^{\text{ВИЭ}}}{\sum_1^{720} P_j} = \frac{\sum_1^{24} N_{\text{ср}.i}^{\text{ВИЭ}}}{\sum_1^{24} P_{\text{ср}.i}} \quad (1)$$

где: $D_{\text{ВИЭ}}$ – доля ВИЭ в потреблении электроэнергии; $N_j^{\text{ВИЭ}}$ – производство электроэнергии ВИЭ в j-й час месяца; P_j – потребление электроэнергии в j-й час месяца; $N_{\text{ср}.i}^{\text{ВИЭ}}$ – среднее за месяц производство электроэнергии ВИЭ в i-й час суток; $P_{\text{ср}.i}$ – среднее за месяц потребление электроэнергии в i-й час суток.

На рисунках 24-27 представлены графики производства электроэнергии ВИЭ в июне 2019 года и декабре 2018 года, построенные на основании данных [22].

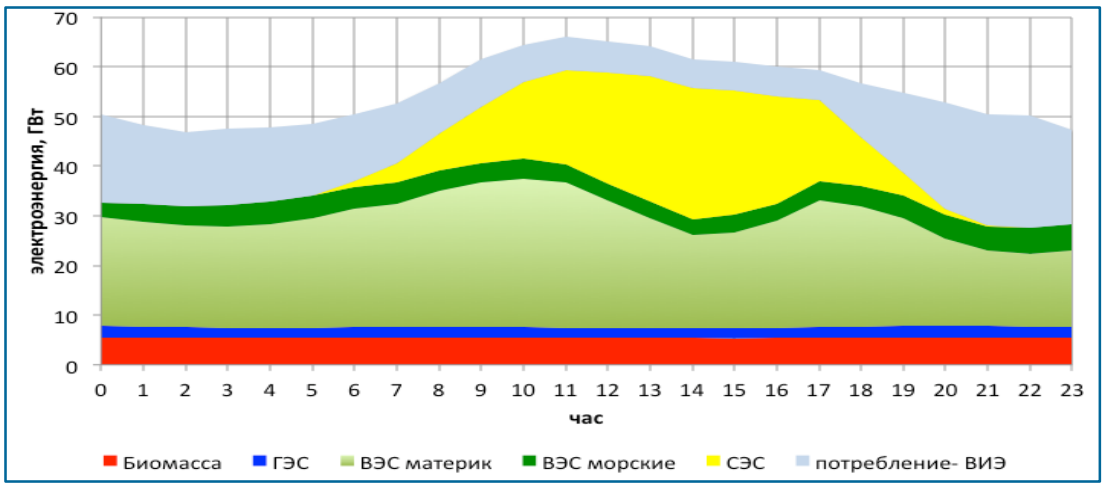


Рисунок 24. Доля вырабатываемой ВИЭ электроэнергии в потреблении 8 июня 2019 года.

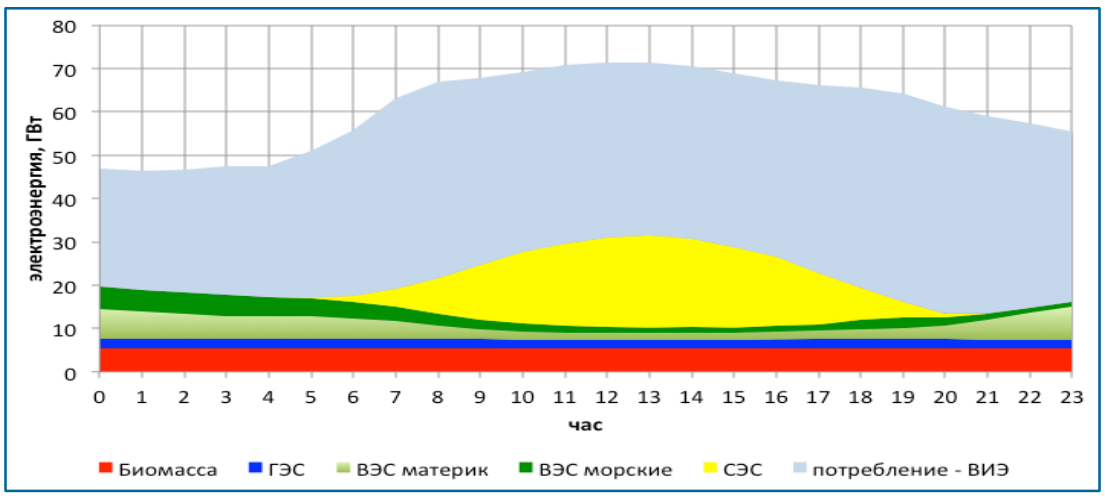


Рисунок 25. Доля вырабатываемой ВИЭ электроэнергии в потреблении 11 июня 2019 года.

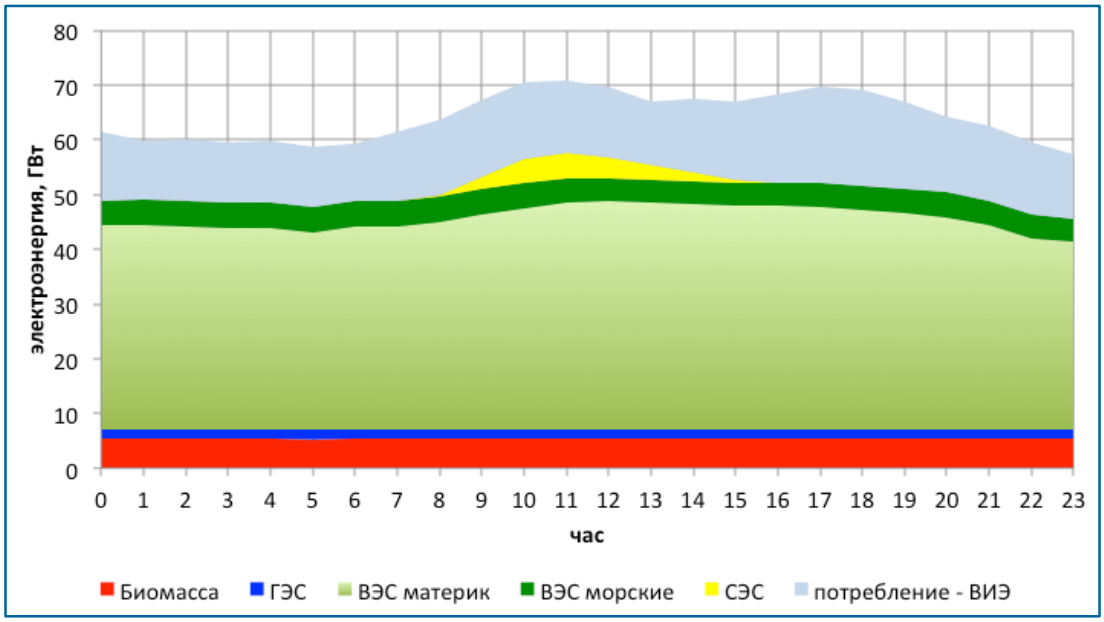


Рисунок 26. Доля вырабатываемой ВИЭ электроэнергии в потреблении 8 декабря 2018 года.

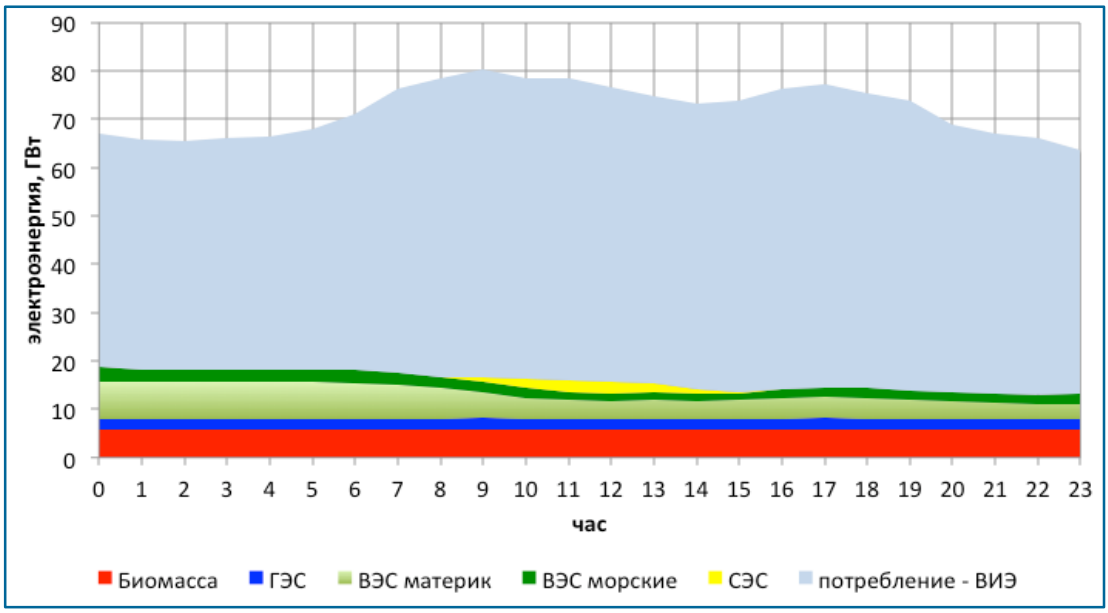


Рисунок 27. Доля вырабатываемой ВИЭ электроэнергии в потреблении 14 декабря 2018 года.

Для построения расчётных графиков выработки электроэнергии ВИЭ в энергосистеме в июне были использованы:

- для дня со средним значением доли ВИЭ – данные потребления и выработки СЭС за 14 июня 2019 года;
- для дня с максимальным значением доли ВИЭ – данные выработки ВЭС, СЭС, ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, за 8 июня 2019 года;

• для дня с минимальным значением доли ВИЭ – данные выработки ВЭС, СЭС, ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, за 11 июня 2019 года.

Для построения расчётных графиков выработки электроэнергии ВИЭ в энергосистеме в декабре были использованы:

• для дня со средним значением доли ВИЭ – данные потребления и выработки СЭС за 12 декабря 2018 года;

• для дня с максимальным значением доли ВИЭ – данные выработки ВЭС, СЭС, ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, за 8 декабря 2018 года;

• для дня с минимальным значением доли ВИЭ – данные выработки ВЭС, СЭС, ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, за 14 декабря 2018 года.

Расчётные значения доли ВИЭ в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии в июне 2019 года составили: максимум 68,41%, среднее – 45,22%, минимум – 34,22% (таблица 7). Доля ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, в течение месяца постоянна, находится в диапазоне от 12 до 12,5%. Доля ВЭС и СЭС изменяется от 22 до 56%.

Таблица 7. Расчётная доля ВИЭ в потреблении электроэнергии.

№	Дата	Режим	Доля ВИЭ в потреблении электроэнергии, %			
			Всего	ГЭС и Биомасса	СЭС	ВЭС
1.	Июнь 2019 года	максимум	68,41	12,13	14,15	42,13
		среднее	45,22	12,51	16,06	17,65
		минимум	34,22	12,07	12,19	10,15
2.	Декабрь 2018 года	максимум	70,37	9,81	1,18	59,40
		среднее	39,21	10,49	1,12	27,60
		минимум	21,28	11,07	0,63	10,12

Расчётные значения доли ВИЭ в потреблении электроэнергии в декабре 2018 года составили: максимум 70,37%, среднее – 39,21%, минимум – 21,82% (таблица 7). Доля ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, в течение месяца постоянна, находится в диапазоне от 9,8 до 11,1%. Доля ВЭС и СЭС изменяется от 10,7 до 60,6%.

Структура производства электроэнергии ВИЭ имеет сезонный характер. Среднее значение доли СЭС в энергобалансе снижается с 16% в июне, до 1% в декабре, в то время как доля ВЭС растёт с 17 до 27%. На изменение доли ВИЭ в суточном балансе электроэнергии основное влияние оказывает нестабильность выработки ВЭС. Так доля ВЭС в суточном балансе изменялась в июне в 4 раза от 10 до 42%, а в декабре в 6 раз от 10 до 59%.

Рост доли ВИЭ в энергобалансе происходит в основном за счёт роста установленной мощности СЭС и ВЭС.

В таблице 8 представлены результаты расчётов коэффициентов, характеризующих требуемый рост установленной мощности СЭС и ВЭС к 2030, 2040 и 2050 годам относительно текущих значений, для достижения стратегических целей по доле ВИЭ в энергобалансе выполнены на основании формулы (1). При проведении расчётов использовалось предположение, что доля ГЭС и электростанций, использующих в качестве топлива биомассу, в энергосистеме Германии останется постоянной.

Таблица 8. Рост установленной мощности ВЭС и СЭС, раз.

Год	Доля ВИЭ	Июнь	Декабрь
2030	50%	1,11	1,38
2040	65%	1,56	1,90
2050	80%	2,00	2,42

Полученные коэффициенты позволяют обеспечить рост среднего значения доли ВИЭ в потреблении электрической энергии в Германии в июне и декабре до 50% к 2030 году, 65% к 2040 году и 80% к 2050 году. Учитывая сезонный характер производства электроэнергии СЭС и ВЭС коэффициенты роста установленной мощности для июня и декабря значительно отличаются. Так для достижения целевого показателя доли ВИЭ, равного 65%, в июне достаточно роста установленной мощности СЭС и ВЭС на 56%, а в декабре требуется рост уже на 90%.

На рисунке 28 представлено сравнение выработки электроэнергии ВИЭ для июня 2019 года, а также значений, скорректированных на 56 и 90%, для июня 2040 года.

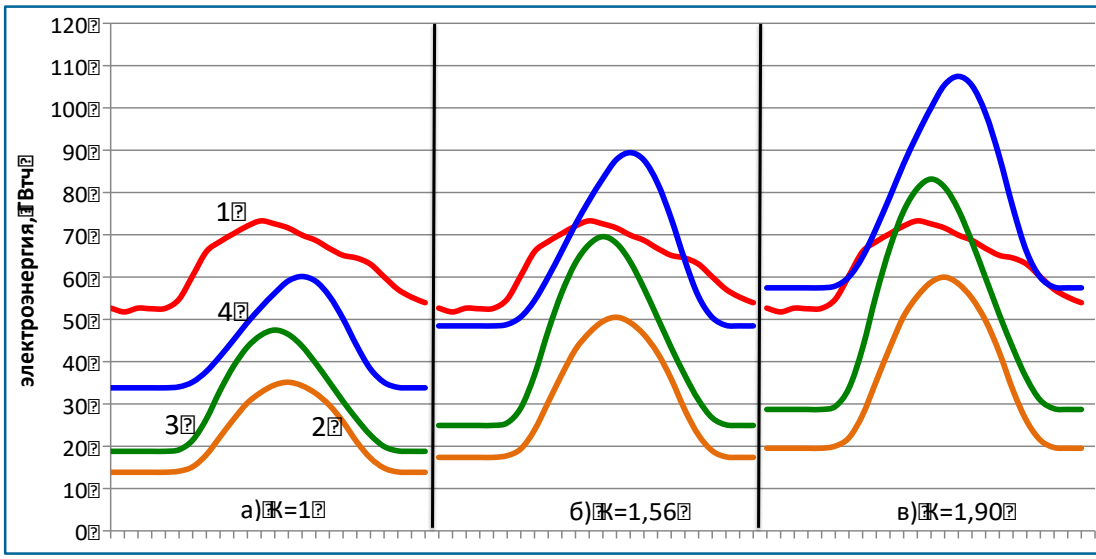


Рисунок 28. График производства электроэнергии ВИЭ и потребления в июне.
1. – Потребление электроэнергии; 2. – Суточный минимум выработки электроэнергии ВИЭ; 3. – Среднесуточная выработка электроэнергии ВИЭ; 4. – Суточный максимум выработки электроэнергии ВИЭ.

Производство электроэнергии ВИЭ в определённые часы будет превышать потребление в энергосистеме. Объём невостребованной электроэнергии в июне 2040 года для дней с максимальной выработкой ВИЭ составит 95 ГВт·ч для К=1,56 и 287 ГВт·ч для К=1,9. Для дней со средним значением доли ВИЭ в потреблении объём невостребованной электроэнергии ВИЭ составит 37 ГВт·ч для К=1,9.

На рисунке 29 представлено сравнение выработки электроэнергии ВИЭ для декабря 2018 года, а также значений, скорректированных на 56 и 90%, для декабря 2040 года.

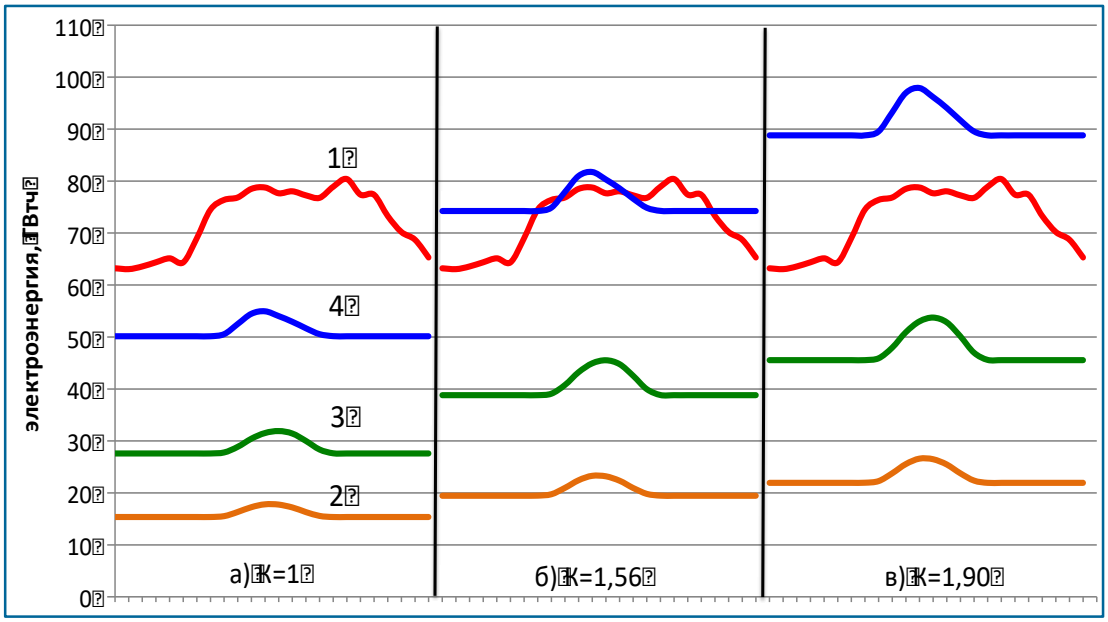


Рисунок 29. График производства электроэнергии ВИЭ и потребления в декабре. 1. – Потребление электроэнергии; 2. – Суточный минимум выработки электроэнергии ВИЭ; 3. – Среднесуточная выработка электроэнергии ВИЭ; 4. – Суточный максимум выработки электроэнергии ВИЭ.

Объём невостребованной электроэнергии в декабре 2040 года для дней с максимальной выработкой ВИЭ составит 96 ГВт·ч для К=1,56 и 430 ГВт·ч для К=1,9.

Необходимо отметить, что расчёты, выполненные в соответствии с формулой (1), проводились для средней выработки ВИЭ и предполагали полное потребление электроэнергии внутри энергосистемы. Невостребованная внутри энергосистемы часть электрической энергии экспортируется в энергосистемы соседних государств и, следовательно, не должна учитываться при расчёте доли ВИЭ в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии, поэтому формула (1) приводится к следующему виду:

$$D^{*}_{\text{ВИЭ}} = \frac{\sum_1^{24} N^{\text{ВИЭ}}_{\text{ср}.i}}{\sum_1^{24} P_{\text{ср}.i}} - \frac{\sum_1^{720} \Pi^{\text{экспорт}}_j}{\sum_1^{720} P_j} \qquad (2)$$

где: $D^{*}_{\text{ВИЭ}}$ – доля ВИЭ в потреблении с учётом экспорта электроэнергии; $\Pi^{\text{экспорт}}_j$ – экспорт электроэнергии в j-й час месяца.

Таким образом, при росте установленной мощности СЭС и ВЭС на 56% в июне 2040 года не будет достигнут целевой показатель доли ВИЭ в потреблении, равный 65%, так как часть электроэнергии не востребована и экспортируется в энергосистемы соседних государств в соответствии с формулой (2).

При росте установленной мощности СЭС и ВЭС на 90% в декабре 2040 года также не будет достигнут целевой показатель доли ВИЭ в потреблении.

На рисунках 30 и 31 представлены прогнозные суточные графики загрузки генерирующего оборудования электростанций Германии, не относящихся к ВИЭ.

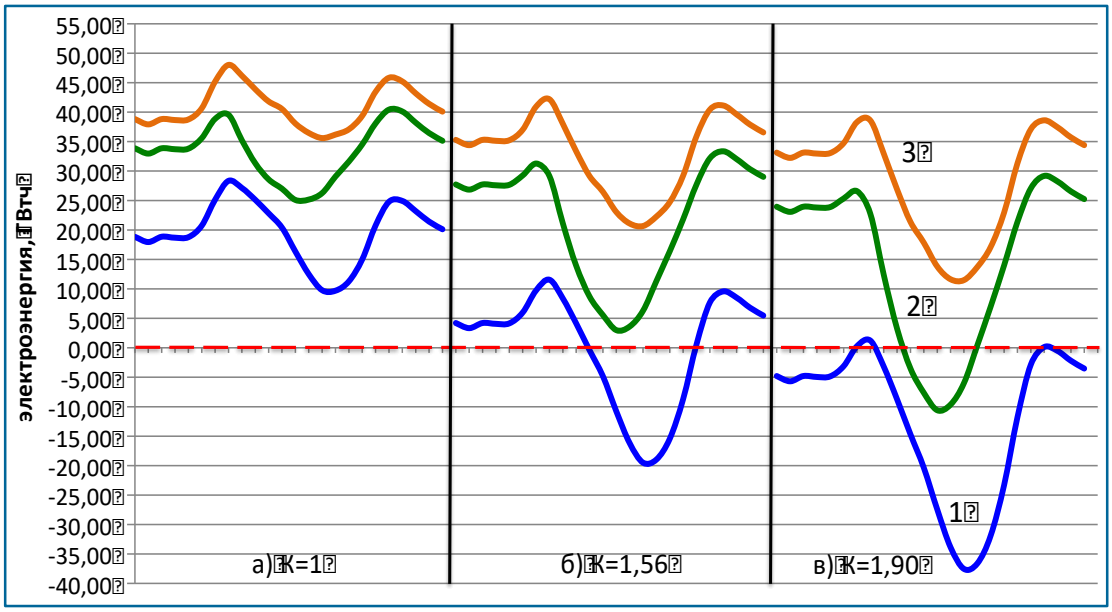


Рисунок 30. График работы прочей генерации, включая ТЭС и АЭС, в июне.
1. – Разница между потреблением электроэнергии и суточным максимумом выработки электроэнергии ВИЭ; 2. – Разница между потреблением электроэнергии и среднесуточной выработкой электроэнергии ВИЭ; 3. – Разница между потреблением электроэнергии и суточным минимумом выработки электроэнергии ВИЭ.

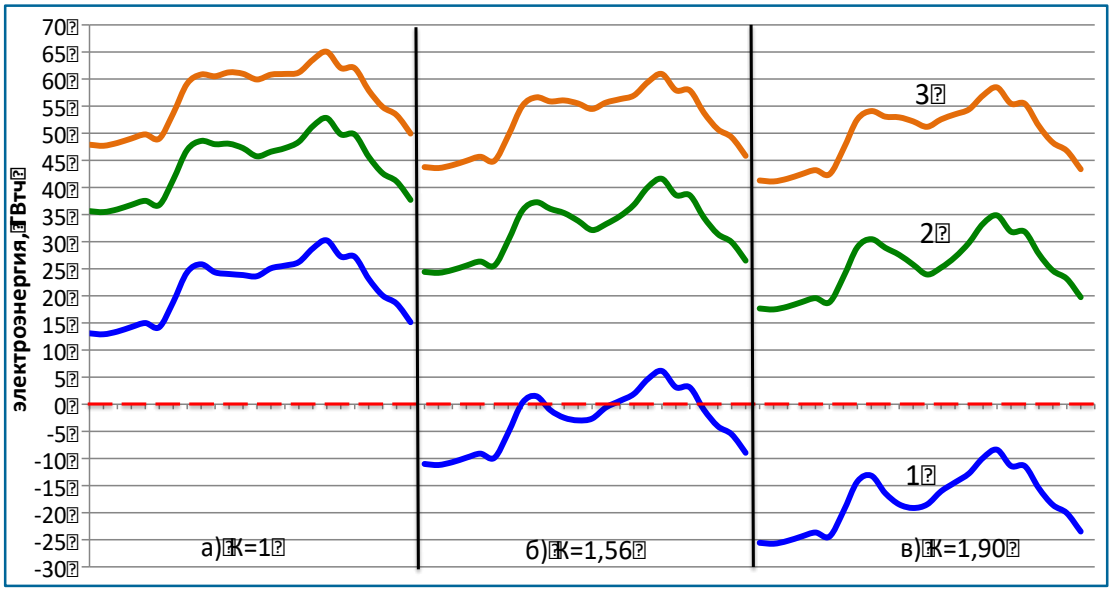


Рисунок 31. График работы прочей генерации, включая ТЭС и АЭС, в декабре.
1. – Разница между потреблением электроэнергии и суточным максимумом выработки электроэнергии ВИЭ; 2. – Разница между потреблением электроэнергии и среднесуточной выработкой электроэнергии ВИЭ; 3. – Разница между потреблением электроэнергии и суточным минимумом выработки электроэнергии ВИЭ.

В летнее время для прохождения дневного максимума солнечной активности потребуются ежедневные пуски/остановы всей генерации, не относящейся к ВИЭ. В зимнее время для компенсации неравномерности производства электроэнергии ВЭС необходимы многочисленные пуски/остановы генерирующего оборудования в течение месяца.

Учитывая, что АЭС не могут работать в режимах с ежедневными пусками/остановами оборудования, следовательно они должны быть выведены из промышленной эксплуатации. Избыток электроэнергии должен либо экспортироваться в энергосистемы соседних стран, либо потребляться аккумуляторами разных видов, либо не вырабатываться в результате ограничений и/или отключений ВЭС и СЭС.

Структура генерирующих мощностей

В таблице 9 представлены результаты расчётов потребности энергосистемы Германии в тепловой и атомной генерации, экспорте электроэнергии и аккумуляторах на 2040 год.

Таблица 9. Потребность в аккумуляторах и резерве электрической мощности.

Дата	К	Максимум потребления	Максимум ВИЭ	Максимум ТЭС и АЭС	Экспорт и аккумуляторы
		ГВт	ГВт	ГВт	ГВт
июнь	1	72,6	60,1	48,0	0,0
	1,56	72,6	89,4	42,2	19,5
	1,9	72,6	107,4	38,6	37,5
декабрь	1	80,4	55,0	65,0	0,0
	1,56	80,4	81,7	60,9	11,2
	1,9	80,4	97,9	58,4	25,7

Источник: расчёты выполнены на основании данных [22].

Учитывая, что баланс производства и потребления электрической мощности необходимо обеспечивать в течение всего года, потребность энергосистемы Германии, в целях резервирования неравномерности выработки электроэнергии ВИЭ, составит: в аккумуляторах – более 37,5 ГВт; в тепловых электростанциях – более 58,4 ГВт.

Таким образом, резерв мощности аккумуляторов и тепловой генерации в энергосистеме Германии превысит максимум потребления электроэнергии в декабре минимум на 20%. Требуемая электрическая мощность аккумуляторов превысит 51,6% от максимума потребления в июне. Требуемый резерв электрической мощности тепловой генерации составит минимум 72,6% от максимума потребления в декабре.

Выводы по главе 1

1. Выработка электроэнергии ВЭС и СЭС характеризуется значительной неравномерностью в течение суток, месяца, года, а также низкой прогнозируемостью.
2. Энергоблоки АЭС принимают активное участие в суточном регулировании электрических режимов. Фактический регулировочный диапазон, предоставляемый энергосистеме, превышает 30% от установленной мощности АЭС.
3. ГЭС и электростанции, использующие в качестве топлива биомассу, не вносят существенного вклада в управление электрическими режимами в энергосистеме.
4. Обеспечение сбалансированности производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Германии за счёт ТЭС, работающих на природном газе, каменном и буром угле, маловероятно, так как требует ежедневных пусков/остановов, а также скорости изменения нагрузки электростанций с учётом пусков/остановов генерирующего оборудования до 7,3 ГВт в час и до 530% в час.
5. Разгрузка и ежедневные отключения ТЭС в результате управления электрическими режимами в энергосистеме приведут к снижению объёма комбинированной выработки.
6. Рост доли ВЭС и СЭС в энергобалансе потребует ежедневных пусков/остановов генерирующего оборудования в часы суточного максимума солнечной активности. В зимнее время для компенсации неравномерности производства электроэнергии ВЭС потребуются многочисленные пуски/остановы генерирующего оборудования в течение месяца.
7. Энергоблоки АЭС должны быть выведены из промышленной эксплуатации по причинам безопасности, так как не могут работать в режимах с ежедневными пусками/остановами оборудования.
8. Достижение поставленных стратегических целей по доле ВИЭ в потреблении электроэнергии потребует значительных инвестиций в строительство СЭС и ВЭС, аккумуляторов, маневренных тепловых электростанций, сетевой инфраструктуры, затрат на вывод из промышленной эксплуатации АЭС и ТЭС, не предназначенных для работы в режиме ежедневных пусков/остановов.

Глава 2. Влияние развития ВИЭ на конкурентоспособность централизованной системы электроснабжения промышленных потребителей в энергосистеме Германии

В данном разделе представлены результаты расчётов стоимости электрической энергии для промышленных потребителей в энергосистеме Германии в зависимости от структуры генерирующих мощностей, коэффициента использования установленной мощности (КИУМ), капитальных и эксплуатационных затрат, средневзвешенной стоимости капитала (WACC). Выполнено сравнение стоимости производства электроэнергии в системе централизованного и автономного электроснабжения. Показано влияние роста доли ВИЭ в энергосистеме Германии на структуру топливного баланса и режимы загрузки газотранспортной системы.

2.1. Собственная генерация или централизованное электроснабжение

Поддержка развития ВИЭ в энергосистеме Германии осуществляется за счёт обязательных дополнительных сборов на поддержку развития ВИЭ (EEG surcharge) и комбинированной выработки электроэнергии и тепла (KWKG surcharge) к стоимости электрической энергии [25].

Так как централизованная энергетическая система конкурирует с автономной (изолированной) системой электроснабжения потребителей, то рост стоимости электрической энергии в результате дополнительных сборов на поддержку развития ВИЭ может сделать централизованное электроснабжение неконкурентоспособным по сравнению с автономным.

Период с 2009 по 2014 год в энергосистеме Германии характеризуется резким ростом величины сбора на поддержку развития ВИЭ с 1,13 цента/кВт·ч до 6,24 цента/кВт·ч (рис. 32).

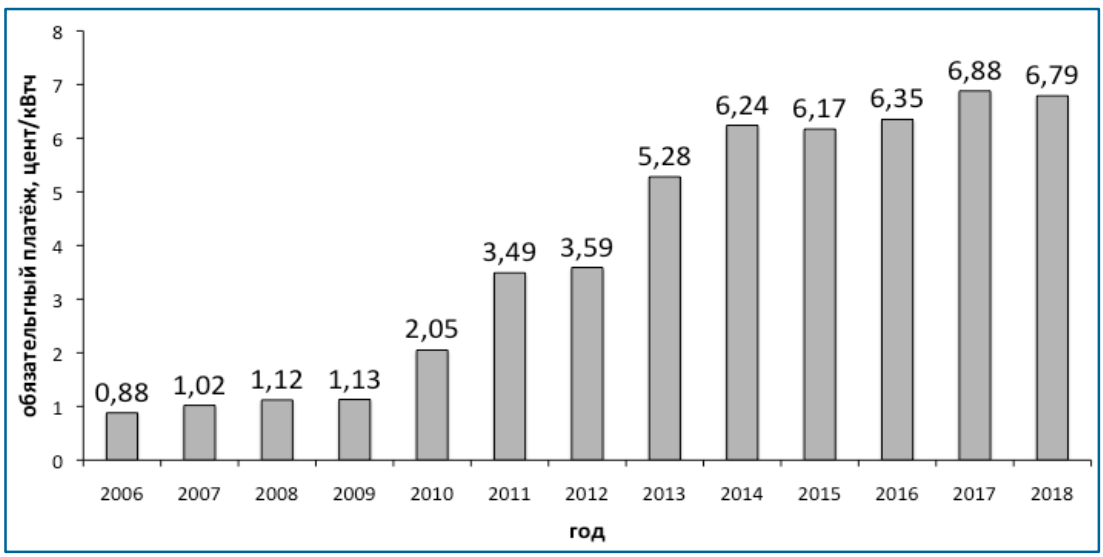


Рисунок 32. Обязательные платежи на поддержку развития ВИЭ в Германии.

В результате роста стоимости электрической энергии в системе централизованного электроснабжения части промышленных потребителей стало экономически выгодным электроснабжение от источников собственной генерации. В 2014 году 16% промышленных потребителей перешли на автономное электроснабжение, отключившись от энергосистемы, и ещё 23% планировали последовать их примеру.

Как правило, крупные промышленные потребители работают в базовой части суточного графика нагрузок.

Сокращение доли таких потребителей, подключённых к централизованному электроснабжению, приводит к снижению коэффициента сбалансированности энергосистемы, росту требований к характеристикам маневренности генерирующего оборудования электростанций [26, 27]. А, следовательно, в энергосистеме Германии растут риски для обеспечения надёжности электроснабжения потребителей, подключённых к централизованному электроснабжению.

Для удержания промышленных потребителей в системе централизованного электроснабжения применяются специальные механизмы снижения стоимости электроэнергии (специальный налоговый режим с возможностью освобождения от платежей по поддержке развития ВИЭ).

2.2. Льготы промышленных потребителей по оплате ВИЭ

В официальную статистику ЕС по структуре стоимости электрической энергии для промышленных потребителей включаются обязательные платежи по поддержке развития ВИЭ и когенерации. Однако официальные данные о стоимости электроэнергии для промышленных потребителей в ЕС, как правило, публикуются без учёта предоставляемых скидок.

При этом, в системе централизованного электроснабжения Германии промышленным потребителям, потребляющим электроэнергию в базовой части суточного графика нагрузок, предоставляются скидки к цене электроэнергии по оплате сборов на поддержку развития ВИЭ и когенерации, содержания электрических сетей, концессионного платежа, налога на электричество.

В соответствии с действующим законодательством потребители имеют возможность получить скидки по оплате сборов на поддержку развития ВИЭ и когенерации, содержания электрических сетей, концессионного платежа, налога на электричество. Цена электрической энергии для группы промышленных потребителей 24 ГВт·ч/год определяется на основе индивидуального подхода к каждому потребителю. Так, сбор на поддержку развития ВИЭ может быть снижен на 95%, а сетевая плата на 80%.

В качестве примера на рисунке 33 представлена структура цены электрической энергии при наличии и отсутствии скидок для промышленных потребителей категории 24 ГВт·ч/год на 1 апреля 2018 года [28].

Цена электрической энергии для этой промышленной группы потребителей, после получения всех возможных скидок и освобождений по уплате налогов и сборов, могла снизиться с 15,3 евроцента/кВт·ч до 4,73 евроцента/кВт·ч [24].

Таким образом, сложившуюся кризисную ситуацию в системе централизованного электроснабжения Германии удалось решить путём предоставления промышленным потребителям, потребляющим электроэнергию в базовой части суточного графика нагрузок, значительных скидок к цене электроэнергии.

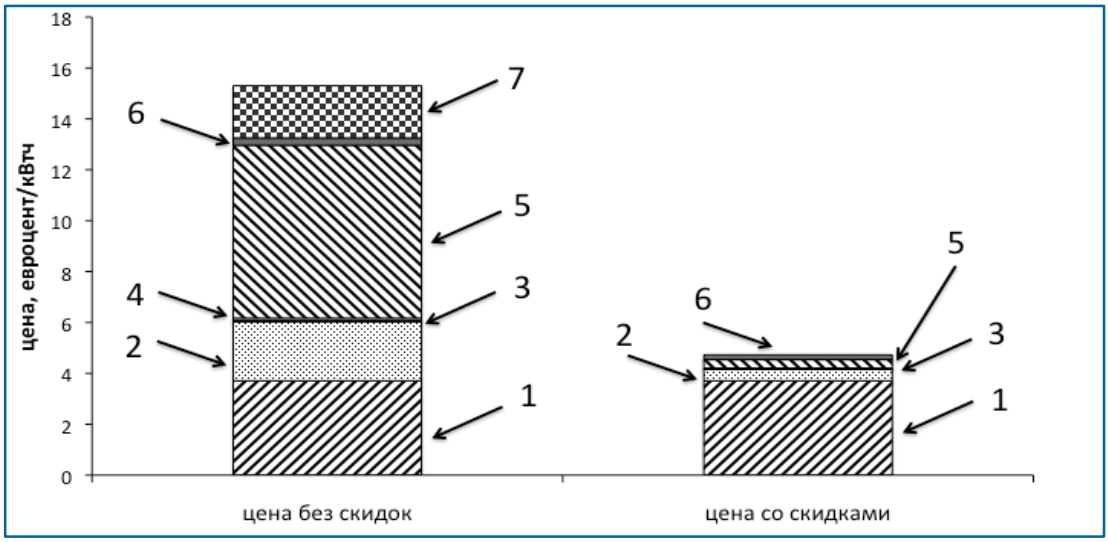


Рисунок 33. Цена электроэнергии для группы промышленных потребителей (24 ГВт·ч/год) на 1 апреля 2018 года [20]. А. – без скидок; Б. – со скидками.

1. – компоненты цены, контролируемые поставщиком; 2. – сетевая плата (нетто); 3. – учёт, работа счётчиков; 4. – концессионный платёж; 5. – сбор на поддержку развития ВИЭ; 6. – другие сборы; 7. – налог на электроэнергию.

Промышленные потребители, работающие в базовой части суточного графика нагрузок в Германии, имеют возможность получить скидку до 95% к установленным платежам по поддержки ВИЭ и когенерации, а также до 80% скидку к сетевым тарифам, фактически не оплачивая подключение ВИЭ к электрическим сетям.

Учитывая, что возможности снижения налогов и прочих обязательных платежей для промышленных потребителей практически исчерпаны, источники компенсации дальнейшего роста цены электроэнергии в системе централизованного электроснабжения в результате роста доли ВИЭ в энергобалансе отсутствуют.

2.3. Динамика цен на электрическую энергию и природный газ для промышленных потребителей в энергосистеме Германии

Важным фактором, определяющим конкурентоспособность системы централизованного электроснабжения по сравнению с системой автономного электроснабжения, является цена природного газа. Структура цены природного газа для промышленных потребителей группы I5 (от 1 до 4 млн ГДж в год) за период с 2007 по 2019 год представлена на рисунке 3 [25].

Цена природного газа без учёта налогов и сборов для промышленных потребителей категории I5 снизилась с 0,0226 евро/кВт·ч во втором полугодии 2007 года до 0,0157 евро/кВт·ч во втором полугодии 2019 года.

Цена природного газа для группы промышленных потребителей I6 (более 4000000 ГДж) во втором полугодии составляла 0,0235 евро за кВт·ч, в том числе НДС и другие возмещаемые налоги и сборы 0,0052 евро за кВт·ч [25]. Структура цены электрической энергии для потребителей группы IF (от 70 до 150 млн кВт·ч в год) за период с 2007 по 2019 год представлена на рисунке 4 [25].

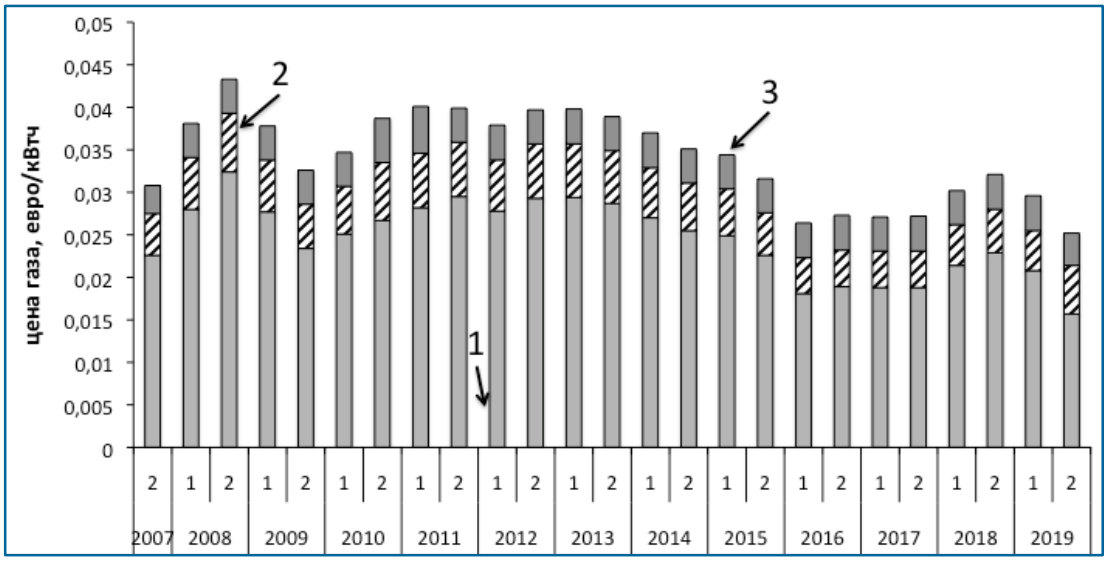


Рисунок 34. Цена газа для группы потребителей I5 (от 1000000 до 4000000 ГДж).
1. – цена без налогов и сборов; 2. – НДС и другие возмещаемые налоги и сборы; 3. – другие налоги и сборы.

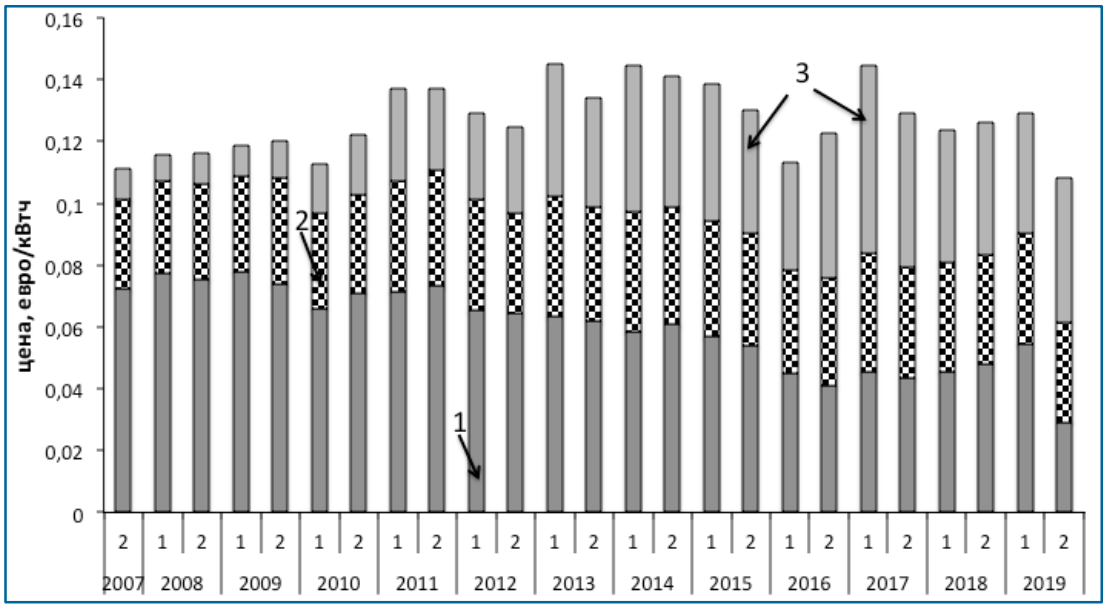


Рисунок 35. Стоимость электроэнергии для промышленных потребителей группы IF (от 70 до 150 млн кВт·ч в год).
1. – цена без налогов и сборов; 2. – НДС и другие возмещаемые налоги и сборы; 3. – другие налоги и сборы.

Цена электроэнергии без учёта налогов и сборов для промышленных потребителей категории IF снизилась с 0,0722 евро/кВт·ч во втором полугодии 2007 года до 0,0293 евро/кВт·ч во втором полугодии 2019 года.

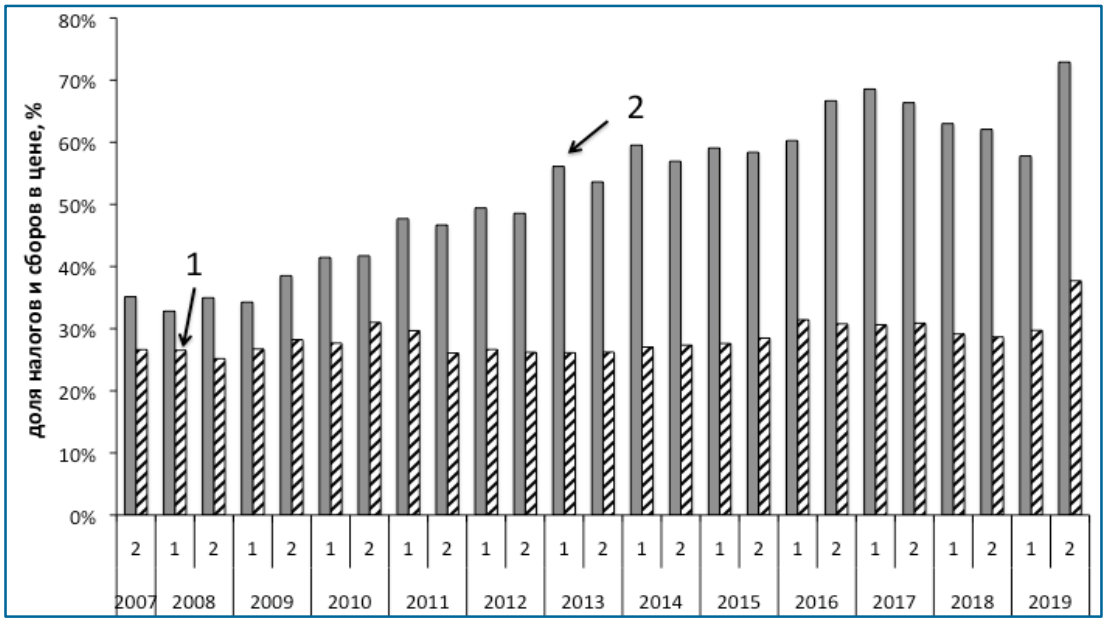


Рисунок 36. Доля налогов и обязательных платежей в цене природного газа и электрической энергии для группы промышленных потребителей.
1. – природный газ; 2. – электроэнергия.

Доля налогов и сборов в цене электроэнергии для промышленных потребителей категории IF выросла с 35% во втором полугодии 2007 года до 73% во втором полугодии 2019 года (рис. 5). Доля налогов и сборов в цене природного газа для промышленных потребителей категории I5 выросла с 27% во втором полугодии 2007 года до 38% во втором полугодии 2019 года.

Таким образом, предоставление скидок промышленным потребителям к цене природного газа за счёт специальных налоговых режимов сильно ограничено, в отличие от цен на электроэнергию.

2.4. Цена электроэнергии в системе автономного электроснабжения

Стоимость производства электрической энергии определяется капитальными и эксплуатационными затратами, средневзвешенной стоимостью капитала (WACC), коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) генерирующего оборудования, электрическими и тепловыми режимами загрузки оборудования, топливной эффективностью, стоимостью топлива, а также величиной налогов и сборов.

Расчёт окупаемости инвестиций в строительство собственной генерации проводится на основании стандартной формулы Чистой приведённой стоимости (NPV) [29]:

$$NPV = \sum_{0}^{n} \frac{CF_i}{(1 + WACC)^i} \qquad (3)$$

где: n, *i* – количество временных периодов; CF – денежный поток (Cash Flow); WACC – средневзвешенная стоимость капитала – это стоимость совокупного капитала (собственного и заемного).

$$WACC = Ks \times Ws + Kd \times Wd \times (1 - T) \quad (4)$$

где: Ks – стоимость собственного капитала (%); Ws – доля собственного капитала (в %) (по балансу); Kd – стоимость заёмного капитала (%); Wd – доля заёмного капитала (в %) (по балансу); T – ставка налога на прибыль (в %).

В экономически развитых странах, в том числе в Германии, значение WACC в инфраструктурных проектах не превышает 3%. Кредитно-денежная политика Китая также направлена на удержание величины WACC на низких значениях. В Российской Федерации при реализации программы ДПМ в электроэнергетике величина WACC равнялась 15%.

Для проведения расчётов стоимости производства электроэнергии значения капитальных и эксплуатационных затрат, переменных затрат без учёта топлива, электрического КПД ПГУ взяты на основании результатов исследования имеющихся и перспективных технологий в странах ЕС [30]. Цена природного газа взята на основании фактических данных для промышленных потребителей за второе полугодие 2019 года [25] (таблица 10).

Таблица 10. Капитальные, эксплуатационные и переменные затраты.

Тип источника	Капитальные затраты	Эксплуатационные затраты	Переменные затраты без учёта топлива	Цена природного газа*
	евро/кВт	евро/кВт	евро/МВт·ч	евро/кВт·ч
ПГУ	720	15	2,31	0,0183-0,0195
ПГУ мод.	820	15	1,99	0,0183-0,0195

* – без учёта НДС и других возмещаемых налогов и сборов.

Расчёты стоимости производства электрической энергии выполнены для восьми вариантов (таблица 11).

Таблица 11. Исходные данные для выполнения расчётов.

Параметр	Вариант							
	№ 1	№ 2	№ 3	№ 4	№ 5	№ 6	№ 7	№ 8
WACC	1%	1%	1%	1%	15%	15%	15%	15%
КИУМ	68%	68%	25%	25%	68%	68%	25%	25%
КПД э/э	57%	63%	57%	63%	57%	63%	57%	63%

КИУМ 68% соответствует 6000 часов использования установленной мощности в год (категория промышленных потребителей 24 ГВт·ч/год). Результаты расчётов стоимости производства электроэнергии для цены природного газа 0,0183 евро/кВт·ч представлены на рисунке 37.

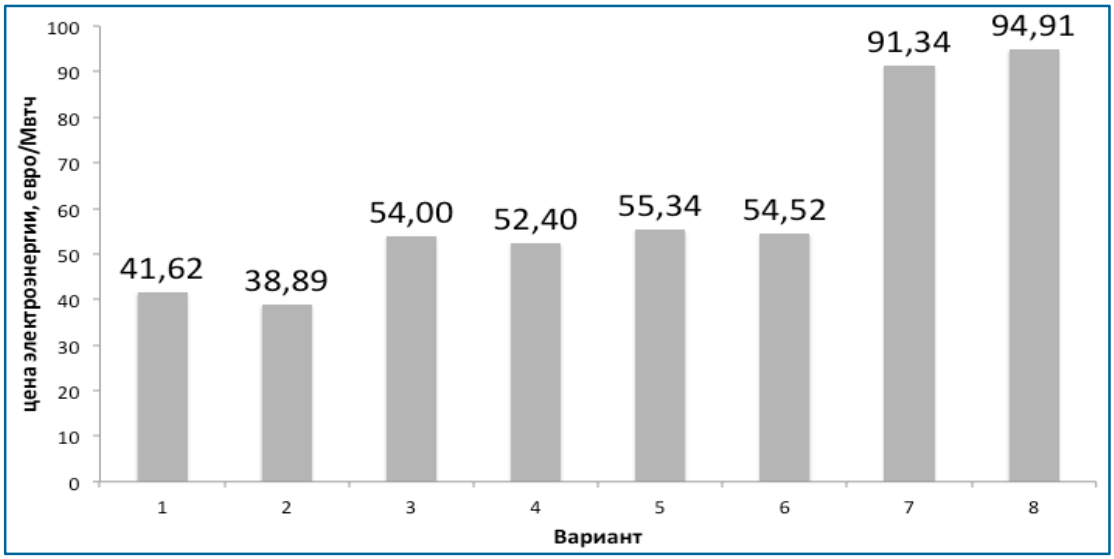


Рисунок 37. Стоимость производства электрической энергии ПГУ.

Результаты расчётов показали, что стоимость производства электрической энергии сильно зависит от WACC и КИУМ. Исходные данные для расчётов по вариантам 1 и 2 наиболее точно соответствуют условиям потребления электрической энергии промышленными потребителями, работающими в базовой части суточного графика нагрузок.

Таким образом, стоимость производства электрической энергии в автономной системе электроснабжения в зависимости от цены природного газа составит от 38,9 до 43,7 евро/МВт·ч.

2.5. Цена электроэнергии в системе централизованного электроснабжения

Стоимость производства электрической энергии в энергосистеме определяется структурой генерирующих мощностей и режимами загрузки оборудования.

Оценка стоимости производства электрической энергии выполняется для структуры генерирующих мощностей и накопителей, обеспечивающей достижения 65% доли ВИЭ в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии [31]. Величины капитальных и эксплуатационных затрат, переменных затрат без учёта топлива, КИУМ ВИЭ, электрический КПД электростанций взяты на основании результатов исследования имеющихся и перспективных технологий в странах ЕС [30], КИУМ ПГУ на основе результатов работы [31]. Для проведения расчётов были выбраны следующие типы оборудования: материковые ВЭС (высокие); морские ВЭС (с высоким потенциалом); СЭС (с высоким потенциалом); батареи большой мощности.

Для накопителей энергии (батареи большой мощности) принимаются следующие параметры: сроком службы 10 лет, капитальные затраты при новом строительстве 253 евро за МВт·ч в 2030 году (в 2015 году – 600 евро за МВт·ч) [30].

В таблице 12 представлены прогноз требуемых объёмов инвестиций в строительство электростанций на новой площадке (Overnight Investment Costs in a greenfield site) с 2020 по 2050 год, прогноз изменения КИУМ и ресурс генерирующего оборудования [30].

Таблица 12. Прогноз требуемых объёмов инвестиций, КИУМ и ресурса оборудования.

Источник	Инвестиции в новое строительство, евро/кВт				КИУМ				Ресурс, лет
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	
ВЭС материковые	1080	988	840	782	26%	29%	29%	31%	25
ВЭС морские	3206	2454	2292	2240	39%	41%	49%	51%	25
СЭС	700	645	477	431	16%	17%	17%	17%	25
ПГУ	820	770	750	750	35%	35%	35%	35%	30

В таблице 13 представлены исходные данные о величине эксплуатационных затрат и переменных затрат без учёта стоимости топлива [30].

Таблица 13. Эксплуатационные и переменные затраты без учёта затрат на топливо.

Источник	Эксплуатационные затраты	Переменные затраты без учёта топлива
	евро/кВт в год	евро/МВт·ч
ВЭС материк	18	0,23
ВЭС морские	48	0,39
СЭС	13	0
ПГУ	15	1,99

Оценка капитальных затрат выполнена для двух значений средневзвешенной стоимости капитала (WACC), равных 1 и 15%. Результаты расчётов представлены в таблице 14 для WACC=1% и в таблице 15 для WACC=15% (где C_i/C_0 – это отношение аннуитетов при WACC 1% и WACC 0%; WACC 15% и WACC 0%).

Таблица 14. Расчёт капитальных затрат для WACC, равной 1%.

WACC=1%	Лет	Кап. затраты	C_i/C_0	Nуст	Расходы в год
		евро/кВт		МВт	млрд евро
ВЭС материк	25	1080	1,135	102433	5,0
ВЭС морские	25	3206	1,135	14280	2,1
СЭС	25	700	1,135	94582	3,0
ПГУ	30	820	1,162	63000	2,0
Накопители	10	1000	1,056	37500	4,0
ВСЕГО				311795	16,1

Таблица 15. Расчёт капитальных затрат для WACC, равной 15%.

WACC=15%	Лет	Кап. затраты	C_i/C_0	Nуст	расходы в год
		евро/кВт		МВт	млрд евро
ВЭС материк	25	1080	3,867	102433	17,1
ВЭС морские	25	3206	3,867	14280	7,1
СЭС	25	700	3,867	94582	10,2
ПГУ	30	820	4,569	63000	7,9
накопители	10	1000	1,993	37500	7,5
ВСЕГО				311795	49,8

Ежегодные платежи промышленных потребителей, покрывающие капитальные затраты с учётом средневзвешенной стоимости капитала, для варианта с WACC=15% в три раза выше, чем для варианта с WACC=1%. Таким образом, для одинаковой структуры генерирующих мощностей и равного объёма инвестиций в новое строительство, ожидания (пожелания) инвесторов по величине средневзвешенной стоимости капитала оказывают ключевое влияние на стоимость электроэнергии для потребителей в системе централизованного электроснабжения.

Стоимость электроэнергии определяется капитальными затратами (включая стоимостью капитала), операционными затратами, переменными затратами (включая стоимость топлива). На стоимость электроэнергии оказывает влияние КИУМ генерирующего оборудования, а также величина электрического КПД.

При выполнении расчётов цена природного газа взята на основании фактических значений для промышленных потребителей во втором полугодии 2019 года [25]. Загрузка ПГУ соответствует пиковому режиму с КИУМ 25% [31].

В таблице 16 представлены результаты расчёта стоимости производства электрической энергии по типам электростанций с учётом и без учёта затрат на накопители энергии, необходимые для исполнения электрических режимов в энергосистеме, при условии, что затраты на накопители энергии в энергосистеме распределяются пропорционально объёмам производства электрической энергии СЭС и ВЭС.

Таблица 16. Стоимость производства электрической энергии по типам электростанций.

	Стоимость электроэнергии без учёта затрат на накопители энергии, евро/МВт·ч		Стоимость электроэнергии с учётом затрат на накопители энергии, евро/МВт·ч	
	WACC=1%	WACC=15%	WACC=1%	WACC=15%
ВЭС материк	29,66	81,49	39,21	91,04
ВЭС морские	57,05	159,61	66,60	169,16
СЭС	31,95	86,54	41,50	96,09
ПГУ	52,40	94,91	52,40	94,91

Рост стоимости производства электроэнергии ПГУ в системе централизованного электроснабжения по сравнению со стоимостью производства в автономной системе электроснабжения является результатом снижения КИУМ с 68% до 25% вследствие роста доли ВИЭ в энергобалансе Германии.

Средневзвешенная стоимость производства электрической энергии всеми электростанциями в энергосистеме Германии с учётом затрат на накопители энергии оценивается в 45,47 евро/МВт·ч для WACC=1% и 100,11 евро/МВт·ч для WACC=15%.

Необходимо отметить, что оценки стоимости производства электрической энергии ПГУ в система централизованного и автономного электроснабжения были получены для равной стоимости природного газа, эксплуатационных расходов, паркового ресурса вне зависимости от базового или пикового режима загрузки оборудования.

2.6. Ресурс газовых турбин ПГУ

На примере газовой турбины ГТЭ-160, производство которой частично локализовано в Российской Федерации на совместном предприятии компаний Сименс и Силовые машины, рассмотрим влияние режимов на ресурс. Зависимость расходуемого ресурса от режимов загрузки газовой турбины в соответствии с инструкцией по эксплуатации ГТЭ-160 определяется по формуле 5:

$$t_{equ} = a_1 \times n_1 + a_2 \times n_2 + \sum_{i=1}^{n} t_i + f \times w \times (b_1 \times t_1 + b_2 \times t_2) \qquad (5)$$

где: t_{equ} – эквивалентные часы; n_1 – число запусков; a_1 – 10 (фактор запуска); n_2 – число быстрых изменений нагрузки; a_2 – 10 (фактор быстрых изменений нагрузки); t_i – эквивалентные часы вследствие быстрых изменений температуры; n – число быстрых изменений температуры; t_1 – рабочие часы до базовой нагрузки; b_1 – 1 (фактор базовой нагрузки); t_2 – рабочие часы сверх базовой нагрузки до пиковой нагрузки; b_2 – 4 (фактор пиковой нагрузки); f – фактор оценки топлива; w – фактор оценки впрыска воды/водяного пара.

Запуск при быстром изменении нагрузки оценивается в общей сложности в 20 эквивалентных часов (EOH). Таким образом, принимая в расчёт только коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), равный 25%, и ежедневные быстрые пуски, ресурс ГТЭ-160 будет ежедневно снижаться на 26 эквивалентных часов. Ресурс газовой турбины будет выработан за 3846 дней (10,5 лет).

Таким образом, ресурс газовых турбин при работе в пиковой части суточного графика нагрузок может быть выработан в 3 раза быстрее, чем при работе в базовой части. Учёт данного факта приведёт к росту стоимости производства электрической энергии в системе централизованного электроснабжения на 14,8% до 52,2 евро/МВт·ч. Дополнительное снижение ресурса батареи с 10 до 5 лет приведёт к росту цены до 59,6 евро/МВт·ч.

2.7. Режим работы газотранспортной системы

На рисунке 38 представлена динамика производства электрической энергии по видам топлива в энергосистеме Германии. За период с 1990 по 2017 год стабильным объёмом производства электроэнергии характеризуются электростанции, работающие на местных бурых углях [32].

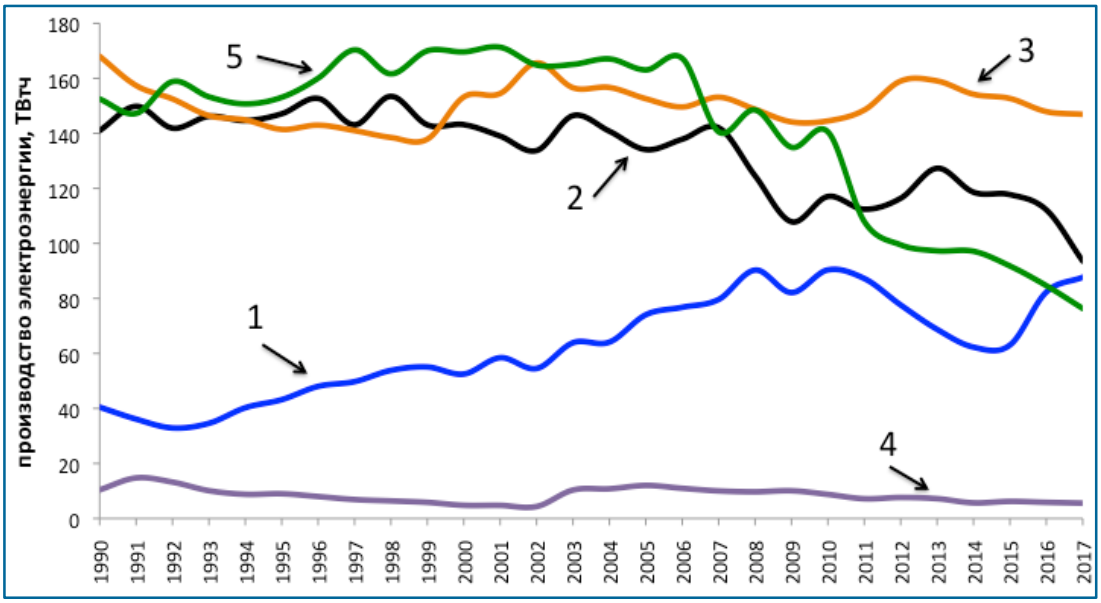


Рисунок 38. Производство электроэнергии по видам топлива.
1. – природный газ; 2. – каменный уголь; 3. – бурый уголь; 4. – нефтепродукты; 5. – атом.

В 2017 году производство электроэнергии на буром угле составило 146,9 ТВт·ч, на каменном угле – 93,6 ТВт·ч, на природном газе – 87,7 ТВт·ч, на нефтепродуктах – 5,6 ТВт·ч, на атомном топливе – 76,3 ТВт·ч. В соответствии с целевой структурой генерации в энергосистеме Германии из данного перечня останутся только электростанции, работающие на природном газе. Таким образом, из баланса электрической энергии будет исключено 322,4 ТВт·ч, из которых 45,6% составляет выработка электростанций, работающих на местных бурых углях.

В соответствии с целевой структурой к 2030 году производство электроэнергии на природном газе должно вырасти до 138 ТВт·ч в год. Следовательно, объём импорта энергоносителей снизится незначительно, но произойдёт изменение его структуры, из баланса будут исключены каменный уголь и нефтепродукты.

Режим работы газовых электростанций предполагает ежедневные пуски/остановы генерирующего оборудования с целью покрытия неравномерности производства электроэнергии ВИЭ [31]. Объём производства электроэнергии вырастет в 1,6 раза при снижении КИУМ в 1,8 раза. В летний период солнечной активности потребуется одномоментный пуск до 50000 МВт газовых электростанций.

Экономическая эффективность газотранспортной системы максимальна при работе в базовом режиме, который позволяет при одинаковом сечении и давлении в трубе передать больший объём природного газа. Для компенсации сезонной неравномерности потребления топлива применяются подземные газовые хранилища (ПГХ).

Стоимость транспортировки природного газа растёт при переходе на полупиковый и пиковый режимы, так как капитальные затраты остаются на прежнем уровне, эксплуатационные затраты растут, а объём транспортировки газа падает.

Таким образом, цена природного газа для автономной системы электроснабжения с КИУМ=68%, может оказаться значительно ниже, чем для газовых электростанций с КИУМ=25% в системе централизованного электроснабжения.

К 2050 году КИУМ электростанций, работающих на природном газе, снизится ниже 5% в результате перехода на использование электролизёров в качестве основного инструмента обеспечения электрических режимов в энергосистеме, что приведёт к росту стоимости природного газа.

2.8. Сравнение стоимости электроэнергии в централизованной и автономной системах электроснабжения

Стоимость производства электрической энергии в автономной системе электроснабжения в зависимости от цены природного газа составит от 38,9 до 43,7 евро/МВт·ч. Средневзвешенная стоимость производства электрической энергии в энергосистеме с учётом затрат на накопители энергии оценивается в 45,47 евро/МВт·ч для WACC=1%. Учёт пикового режима работы ПГУ приведёт к росту стоимости производства электрической энергии в системе централизованного электроснабжения до 52,2 евро/МВт·ч, а снижение ресурса батарей с 10 до 5 лет до 59,6 евро/МВт·ч. Средневзвешенная стоимость производства электрической энергии в системе централизованного электроснабжения для WACC=1% на 15,9 – 20,7 евро/МВт·ч выше, чем в системе автономного электроснабжения.

Как уже было отмечено выше (см. п. 1.3.2), ресурс по предоставлению скидок для промышленных потребителей в энергосистеме Германии уже исчерпан. Выравнивание стоимости производства электрической энергии в энергосистеме с долей ВИЭ 65% в потреблении электроэнергии возможно только за счёт роста налогов и сборов на источники автономной генерации. Для выравнивания стоимости производства электроэнергии величина сбросов за выбросы CO_2 должна составлять не менее 27,5 евро/МВт·ч для газовой генерации. Учёт сетевой составляющей потребует роста величины сборов за выбросы CO_2 до величины не менее 58,7 евро/МВт·ч.

Таким образом, в цене электроэнергии в автономной системе электроснабжения величина сборов за выбросы CO_2 составит 57-60%.

Собственники промышленных предприятий и энергетических компаний могут по-разному оценивать величину WACC при строительстве источников генерации. Цена природного газа для электростанций, работающих в пиковой части суточного графика нагрузок, может быть значительно выше цены для генерации, работающей в базе. Учёт данных факторов может привести к дальнейшему росту величины сборов за выбросы CO_2.

Выводы по главе 2

В результате роста величины сборов на поддержку развития ВИЭ с 1,13 цента/кВт·ч до 6,24 цента/кВт·ч за период с 2009 по 2014 год в энергосистеме Германии централизованная система электроснабжения промышленных потребителей стала неконкурентоспособной по сравнению с электроснабжением от собственной автономной генерации.

Кризисную ситуацию в системе централизованного электроснабжения Германии удалось решить путём предоставления промышленным потребителям, потребляющим электроэнергию в базовой части суточного графика нагрузок, значительных скидок к цене электроэнергии. Промышленные потребители, работающие в базовой части суточного графика нагрузок в Германии, имеют возможность получить скидку до 95% к установленным платежам по поддержке ВИЭ и когенерации, а также до 80% скидку к сетевым тарифам, фактически не оплачивая подключение ВИЭ к электрическим сетям.

Учитывая, что возможности снижения налогов и прочих обязательных платежей для промышленных потребителей практически исчерпаны, источники компенсации дальнейшего роста цены электроэнергии в системе централизованного электроснабжения в результате роста доли ВИЭ в энергобалансе отсутствуют.

Выравнивание стоимости производства электрической энергии в энергосистеме с долей ВИЭ 65% в потреблении электроэнергии возможно только за счёт роста налогов и сборов на источники автономной генерации.

В целевой структуре генерирующих мощностей, обеспечивающей долю ВИЭ 65% в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии:

- газовые электростанции будут работать в пиковом режиме с ежедневными пусками/остановами, КИУМ снизится до 25%;
- в летний период потребуется одномоментный пуск до 50 ГВт газовых электростанций;
- газотранспортная система будет работать в пиковом режиме с ежедневными пусками/остановами для газоснабжения электростанций;
- средневзвешенная стоимость производства электрической энергии в системе централизованного электроснабжения будет выше, чем в системе автономного электроснабжения.

В 2019 году средневзвешенная стоимость производства электрической энергии ВИЭ в Российской Федерации оценивается в 28-30 руб./кВт·ч (0,38-0,41 евро/кВт·ч по курсу национальной валюты на 2019 год), что значительно превосходит стоимость производства электроэнергии ВЭС и СЭС в Германии.

Экспорт каменного угля из Российской Федерации в страны ЕС будет прекращён уже на первом этапе реформ к 2030 году. Экспорт природного газа будет сильно сокращён на втором этапе реформы к 2050 году.

Глава 3. Водород в энергетике ЕС

Применение водорода в энергетике насчитывает более 100 лет, а первые промышленные образцы топливных элементов были созданы более 70 лет назад. Однако водородная энергетика до настоящего времени не получила широкого развития.

Основным тормозом к применению водорода в энергетике является то, что для получения водорода расходуется больше энергии, чем выделяется при его использовании. Важно отметить, что для получения водорода в результате электролиза воды потребляется электрическая энергия, а в процессе использования водорода выделяется тепло, которое с эффективностью значительно меньше 100% может быть преобразовано обратно в электроэнергию. Таким образом, на входе имеем электроэнергии значительно больше, чем на выходе. С энергетической точки зрения данный процесс не имеет смысла, а стоимость электроэнергии (тепла), получаемой в результате использования водорода, не может быть меньше или равна стоимости электроэнергии на входе в процесс электролиза.

Поэтому водород необходимо рассматривать как продукт, для получения которого необходимо затратить энергию.

Использование процесса получения водорода в результате электролиза может быть интересно с точки зрения обеспечения надёжности и эффективности функционирования электроэнергетической системы. Потребление электроэнергии электролизёрами может реагировать на изменение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме в результате малой предсказуемости выработки ВЭС и СЭС. В данном случае водород становится источником хранения возобновляемой электроэнергии. И как накопитель энергии водород конкурирует с другими типами накопителей [33, 34, 35].

3.1. Производство и потребление водорода

Согласно водородной дорожной карте Европы, в 2015 году в Европе было произведено 9,8 млн тонн водорода. В настоящее время водород в основном производится из ископаемого топлива (природный газ, уголь), что приводит к ежегодному выбросу в ЕС от 70 до 100 миллионов тонн CO_2 [2].

Структура мирового производства водорода: 96% ископаемое топливо (газ, нефть, уголь) и 4% – электролиз [36, 37, 38]. Основной технологией является паровая конверсия метана. Структура мирового потребления водорода: 94-95% нефтепереработка и химическая промышленность [19, 32].

Стоимость производства водорода из природного газа составляет от 0,9 до 3,2 \$/кгH_2; из природного газа с технологиями улавливания и хранения углекислого газа – от 1,5 до 2,9 \$/кг H_2; из угля от 1,2 до 2,2 \$/кг H_2; на основе возобновляемых источников – от 3,0 до 7,5 \$/кг H_2 [19].

Необходимо отметить, что в настоящее время для выравнивания стоимости получения водорода из ископаемого топлива (газ, уголь) с применением и без технологий улавливания, утилизации и хранения углерода цены за выброс одной тонны CO_2 должны быть в диапазоне от 55 до 90 евро. Сценарные значения стоимости выбросов CO_2, применяемые при выполнении экономических расчётов в программах развития электроэнергетической системы в Европейском союзе, составляют 28 евро/т CO_2 к 2030 году и 350 евро/т CO_2 к 2050 году [39].

3.2. КИУМ ВЭС, СЭС и электролизёров

В соответствии со стратегией Европейского союза в период с 2020 по 2024 год планируется ввести в эксплуатацию не менее 6 ГВт электролизёров и произвести до 1 млн тонн «возобновляемого» [2] водорода. К 2030 году установленная мощность электролизёров должна превышать 40 ГВт, а производство возобновляемого водорода за период с 2025 по 2029 год составить 10 млн тонн [2]. На основании предположения о том, что ввод в эксплуатацию электролизёров будет происходить равномерно в течение всего рассматриваемого периода, получим, что среднегодовой КИУМ электролизёров за период с 2020 по 2024 год составит не менее 37,2% или 3266 часов, а для периода с 2025 года по 2029 год – не менее 56% или 4900 часов.

Важным вопросом является сравнение величины коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) электролизёров с КИУМ ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций. На рисунке 39 представлена динамика средневзвешенной величины КИУМ ВЭС и СЭС за период с 2010 по 2017 год.

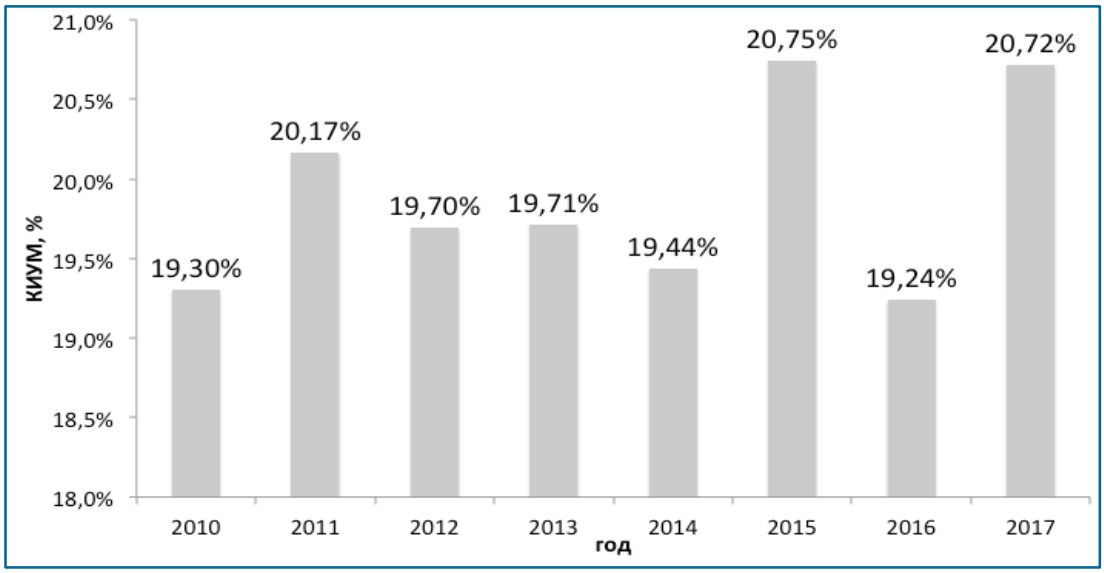


Рисунок 39. Среднегодовое значение КИУМ ВЭС и СЭС в 28 странах Европейского союза. Источник: расчёты выполнены на основании данных [40].

Среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза (28 стран) за период с 2010 по 2017 год не превышали 21%. Таким образом, заложенный в стратегию КИУМ электролизёров превышает КИУМ ВЭС и СЭС.

В стратегии рассматривается вариант непосредственного подключения электролизёров к ветровым и солнечным электростанциям, но в этом случае их КИУМ не может быть выше КИУМ ВЭС и СЭС. В соответствии с анализом развития технологий

[2] «Возобновляемый водород» – это водород, получаемый в результате электролиза воды (в электролизёре, работающем на электричестве) и при помощи электричества, получаемого из возобновляемых источников. Возобновляемый водород также может быть получен путем риформинга биогаза (вместо природного газа) или биохимической конверсии биомассы. [2]

ВИЭ предполагается рост КИУМ материковых ВЭС до 20-40%, КИУМ морских ВЭС до 32-47% и КИУМ СЭС до 10-24% к 2030 году [41]. Но этого роста не достаточно для получения КИУМ электролизёров больше 37%.

Если электролизёры покрывают неравномерность выработки ВИЭ в энергосистеме, то КИУМ электролизёров должен быть меньше КИУМ ВЭС и СЭС. Больший КИУМ предполагает, что плотность потребления электроэнергии электролизёром будет выше, чем плотность производства электроэнергии ВЭС и СЭС.

Таким образом, можно предположить, что для получения возобновляемого водорода на период до 2030 года процесс электролиза воды не будет являться основным, либо участие электролизёров в введении электрических режимов в энергосистеме Европейского союза в рассматриваемый период будет ограничено.

3.3. Место электролиза в электроэнергетической системе ЕС

Место электролиза в электроэнергетической системе ЕС рассмотрим на примере энергосистемы Германии. В работе [42] выполнен прогноз суточных графиков производства электроэнергии ВИЭ при достижении доли электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ, 65% в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии. Загрузка электростанций сильно отличается для декабря и июня, месяцев с разной солнечной активностью, разной долей СЭС в балансе электрической энергии.

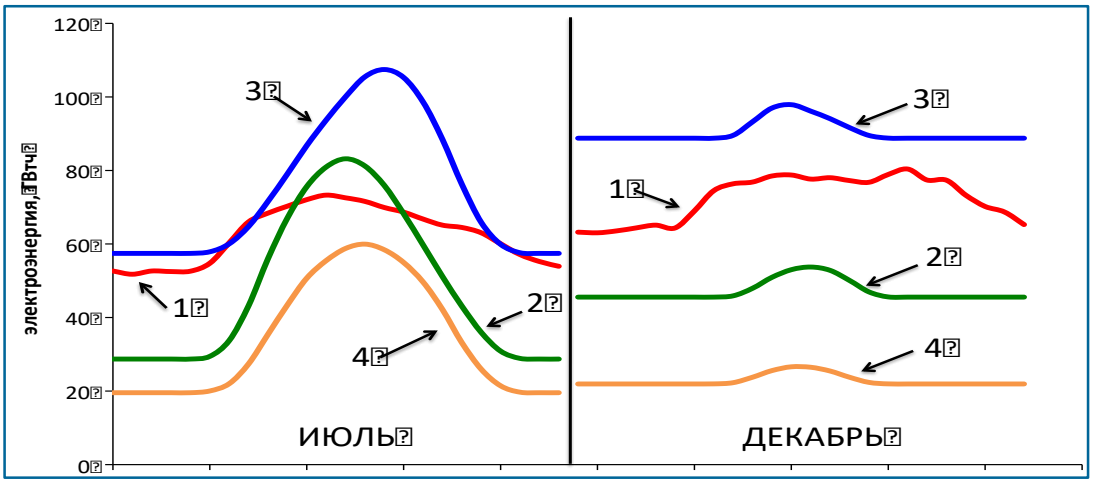


Рисунок 40. Прогноз выработки ВИЭ для достижения 65% доли в потреблении электроэнергии в энергосистеме Германии.
1. – потребление в энергосистеме; 2. – среднемесячная выработка ВИЭ; 3. – максимальная выработка ВИЭ; 4. – минимальная выработка ВИЭ.

В дни с максимальной выработкой электрической энергии производство электроэнергии будет значительно превышать потребление, при этом значительный объём электроэнергии будет не востребован в энергосистеме Германии. В настоящее время в дни с максимальной выработкой электроэнергии ВИЭ вопросы обеспечения баланса спроса и предложения в энергосистеме Германии решаются за счёт экспорта электроэнергии в энергосистемы сопредельных государств (рис. 41).

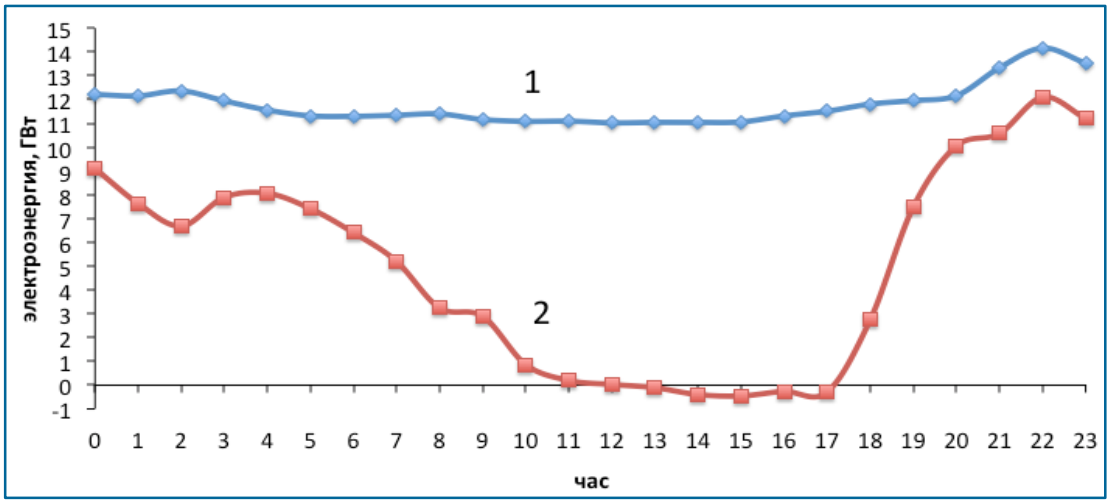


Рисунок 41. Производство электроэнергии на ТЭС 8 июня 2019 года в энергосистеме Германии. 1. – факт с учётом экспорта ; 2. – без учёта экспорта.

В случае отсутствия экспорта электроэнергии потребуются пуски и остановы ТЭЦ для поддержания в энергосистеме (рис. 41, график 2).

Как было показано в разделе 1, объём выработки электроэнергии на ГЭС и электростанциях, использующих биомассу в качестве топлива, мало меняется в течение года в энергосистеме Германии. Наибольшей суточной и сезонной неравномерностью характеризуется выработка электроэнергии ВЭС и СЭС.

В таблице 17 представлены данные от компании 50hertz (Германия) об отношении максимального изменении мощности производства электрической энергии к установленной мощности ВЭС [43].

Таблица 17. Максимальное изменение производства электроэнергии в процентах к установленной мощности ВЭС.

Максимальное изменение производства ВЭС	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019
Рост за 15 минут	% Nуст	7,39	12,44	5,51	4,73	9,35
Снижение за 15 минут	% Nуст	–8,66	–14,52	–3,78	–5,35	–4,55
Рост за 1 час	% Nуст	12,52	18,14	13,30	15,81	13,83
Снижение за 1 час	% Nуст	–15,03	–18,32	–13,01	–15,67	13,15
Изменение за 1 сутки	% Nуст	63,80	48,94	55,69	68,10	65,88

За период с 2015 по 2019 год изменение выдаваемой мощности ветроэлектростанций в течение 15 минут превышало 14,5% установленной мощности ВЭС компании 50hertz, в течение суток – 68%. При этом, для энергосистемы с установленной мощностью ВЭС, например, 100 ГВт, изменение объёма выработки может превысить 14,5 ГВт всего за 15 минут и 68 ГВт за сутки.

Таким образом, развитие ВИЭ создаёт проблемы ведения электрических режимов в энергосистеме Европейского союза. С целью обеспечения баланса производства и

потребления электроэнергии в Европейском союзе реализуются программы развития систем накопителей.

В таблице 18 представлена структура накопителей энергии в энергосистеме Европейского союза в прогнозах на 2030 и 2050 годы [39].

Таблица 18. Прогноз изменения пиковой мощности электростанций и накопителей энергии в ЕС.

Технология	Прогноз, ГВт		
	METIS-Baseline	METIS-1.5C	METIS-2C-H2X
	2030 год	2050 год	2050 год
ПГУ с утилизацией CO_2	-	37	30
ПГУ	285	33	22
ГТУ	63	129	140
Всего ГТУ и ПГУ	348	199	192
Батареи	67	1	6
ГАЭС (Pumped storage)	41	40	40
Электролизёры	0	560	537
Метанол (Methanation)	0	12	11
Всего накопители	108	613	594
Всего:	456	812	786

До 2030 года основной вклад в обеспечение электрических режимов будут вносить парогазовые и газотурбинные технологии. Доля ПГУ и ГТУ составит 76,3%, а доля накопителей 23,7% (батареи –14,7% и ГАЭС – 9%).

В соответствии с прогнозом к 2030 году вклад электролизёров в обеспечение баланса энергосистемы будет равняться нулю, так как к этому времени только ожидается появление электролизёров, способных работать в режимах с изменением потребления электрической энергии в реальном времени в соответствии с энергетическим балансом.

К 2050 году вклад электролизёров в обеспечение электрических режимов будет доминирующим. Прогнозируемая установленная мощность электролизёров составит 537-560 ГВт, а их доля превысит 68%.

Необходимо отметить, что доля ПГУ снизится с 62,5% в 2030 году до 2,8-4,0% в 2050 году. Снижение доли ПГУ ниже доли ГТУ в энергобалансе является следствием роста стоимости электроэнергии в бинарном цикле выше, чем в открытом цикле, что в результате приведет к снижению КИУМ газовой генерации с 25% в 2030 году до менее 5% в 2050 году [31].

При этом, электролизёры должны выдерживать переменные режимы работы, необходимые для поддержания баланса электрических режимов энергосистемы. В настоящее время электролизёры с протонными мембранами (PEM) имеют лучшие динамические характеристики по сравнению с щелочными электролизёрами (Alkaline), более широкий рабочий диапазон, а также более короткое время отклика (таблица 19).

Кроме этого, PEM электролизёры могут разгружаться до нуля, что делает данный тип электролизёров на сегодняшний день более предпочтительным для целей обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме с большой долей ВИЭ.

Таблица 19. Динамические характеристики щелочных и мембранных электролизёров [37].

	Щелочной (ALK)	Мембранный (PEM)
Диапазон нагрузок (процент от номинальной нагрузки)	15–100 %	0–160 %
Пуск (из горячего/холодного состояния)	1 мин. / 10 мин.	1 сек. / 5 мин.
Рост / снижение	0,2–20 %/сек.	100 %/сек.
Отключение	1–10 мин.	секунды

По соображениям безопасности щелочные электролизёры не могут разгружаться до нуля. Данное ограничение не применяется к мембранным электролизёрам. Таким образом, для целей обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме с большой долей ВИЭ технология PEM более востребована, чем текущая технология ALK.

3.4. Стоимость производства «зелёного» водорода

Стоимость производства «зелёного» водорода определяется величиной капитальных и эксплуатационных расходов и стоимостью электроэнергии, которые включают: стоимость электролизёров, эффективность производства водорода в цикле (LHV), величину загрузки электролизёра (КИУМ), цены электрической энергии и т.д.

Технико-экономические характеристики щелочных и мембранных электролизёров представлены в таблице 20 [37].

Таблица 20. Технико-экономические характеристики щелочных (ALK) и мембранных (PEM) электролизёров [37].

Характеристика	ед. изм.	Щелочной (ALK)		Мембранный (PEM)	
		2017	2025	2017	2025
Расход электроэнергии	кВт·ч/кг H_2	51	49	58	52
Эффективность (LHV)	%	65	68	57	64
Ресурс электролизёров	час	80 000	90 000	40 000	50 000
Капитальные расходы системы, включая подключение к электрической сети (CAPEX)	Евро/кВт	750	480	1 200	700
Операционные расходы (OPEX)	%, CAPEX/год	2	2	2	2
Капитальные расходы на электролизёры	Евро/кВт	340	215	420	210
Ресурс системы	год	20		20	

Как отмечалось выше, загрузка электролизёров сильно влияет на стоимость производства водорода. Чем меньше КИУМ, тем больше доля капитальных расходов в цене водорода.

Согласно сценарным условиям на 2025 год, капитальные и эксплуатационные расходы в цене водорода составят от 3,1 евро/кг H2 для частичной загрузки электролизёра с КИУМ 10% и 0,3 евро/кг H2 для полной загрузки с КИУМ 100% для PEM электролизёров без учёта средневзвешенной стоимости капитала (WACC).

Снижение стоимости водорода, получаемого в процессе электролиза воды, может быть достигнуто снижением цены электрической энергии, ростом КИУМ электролизёра, снижением стоимости электролизёров. Снижение стоимости производства электролизёров может быть достигнуто за счёт роста серийности производства.

Инициатива «2x40 ГВт» имеет целью содействие массовому увеличению производства электролизёров. В соответствии с инициативой предполагается половину электролизёров (40 ГВт) установить в ЕС, а другую половину (40 ГВт) на Украине и в странах северной Африки [2, 44]. Таким образом, рост серийности производства планируется обеспечить за счёт экспорта оборудования.

В настоящее время также разрабатываются альтернативные типы твердооксидных электролизёров (SOEC), которые будут иметь более высокие показатели эффективности (LHV) по сравнению с имеющимися щелочными и мембранными технологиями. Однако в настоящее время технология SOEC находится лишь на стадии лабораторных исследований [37].

Существенный недостаток данных типов электролизёров (SOEC) состоит в относительно низких динамических характеристиках. Кроме этого, ожидается, что при эксплуатации электролизёров будет существенно ограничено количество циклов «пуск/останов» из-за возможных повреждений, связанных с циклическими изменениями температуры рабочих ячеек [36]. В этом случае технология SOEC может оказаться невостребованной в электроэнергетической системе.

3.5. Отрицательные цены электроэнергии в энергосистеме Германии

На примере энергосистемы Германии рассмотрим влияние роста объёмов электрической энергии, вырабатываемой СЭС и ВЭС, на рыночную цену электроэнергии.

Для дальнейшего анализа рассмотрим дни с максимальным объёмом производства электроэнергии на объектах ВИЭ (таблица 21). К возобновляемым источникам энергии относятся ГЭС, ВЭС, СЭС и электростанции, использующие биомассу в качестве топлива.

Рассматриваемые дни соответствуют целевым стратегическим целям по доли ВИЭ в балансе производства электроэнергии, установленным для 2035-2040 годов.

Таблица 21. Доля ВИЭ в балансе производства электроэнергии.

	Дата	Доля ВИЭ в балансе производства электроэнергии
1	8 декабря 2018 года	67,35%
2	8 июня 2019 года	68,72%
3	8 марта 2019 года	57,23%
4	10 августа 2019 года	64,57%

Данные дни характеризуются формированием отрицательных цен на электрическую энергию (рис. 42). Цена электрической энергии 8 июня 2019 года опускалась ниже минус 90 евро за МВт·ч.

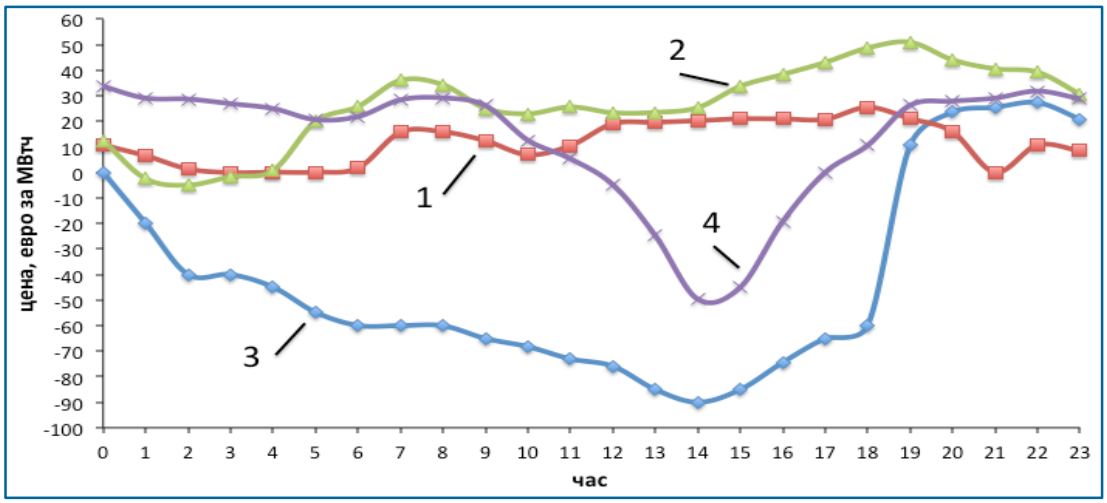


Рисунок 42. Цена электроэнергии в дни с максимальной долей ВИЭ в энергобалансе.
1) – 8 декабря 2018 года; 2) – 8 марта 2019 года; 3) – 8 июня 2019 года; 4) – 10 августа 2019 года.

В 2040 году среднее значение доли ВИЭ в потреблении электроэнергии составит 65%. В рамках существующей модели рынка стоимость электрической энергии также будет принимать отрицательные значения. В настоящее время, учитывая наличие специальных обязательных платежей потребителей по поддержке развития ВИЭ, основной экономический ущерб от формирования на рынке отрицательных цен несут тепловые и атомные электростанции.

На рисунках 43-46 представлены зависимости рыночной цены электрической энергии от экспорта электроэнергии из энергосистемы Германии.

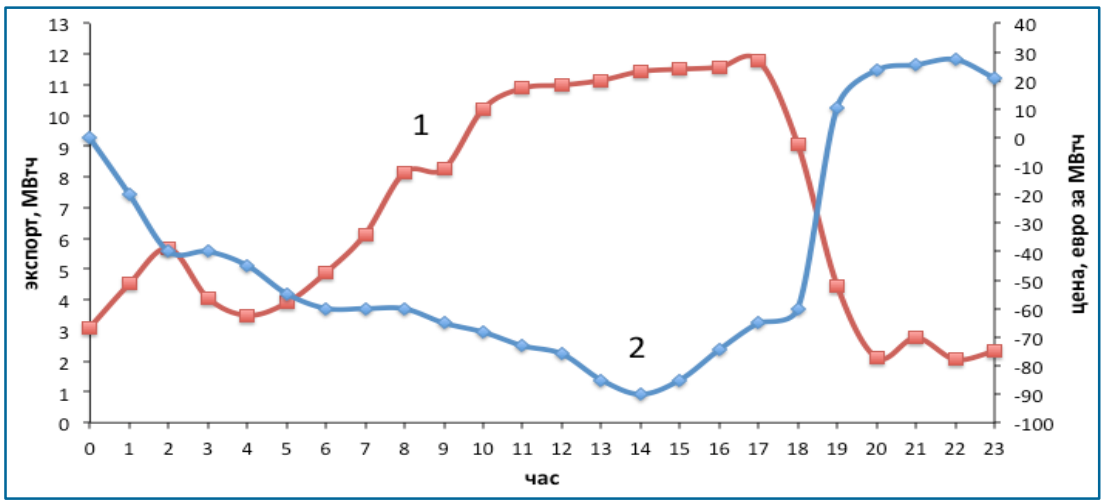


Рисунок 43. 8 июня 2019 года.
1. – экспорт электроэнергии из энергосистемы Германии; 2. – цена электроэнергии.

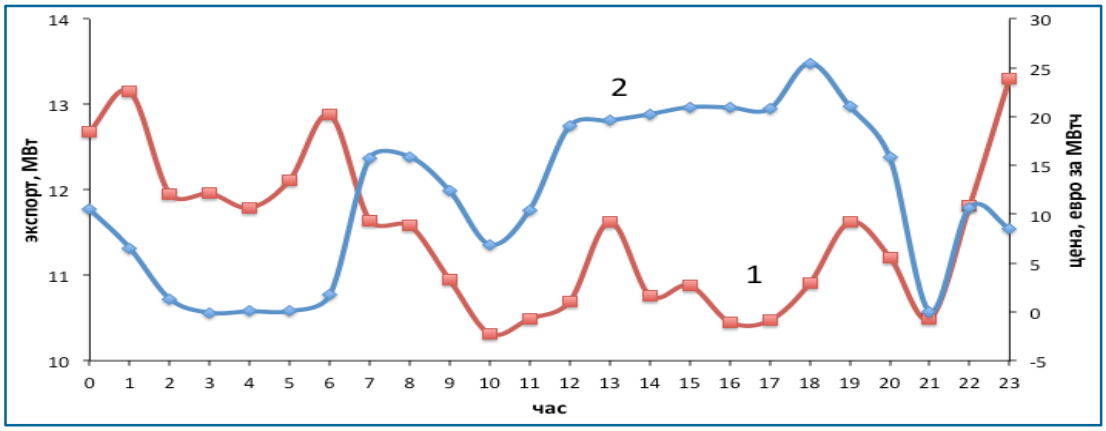


Рисунок 44. 8 декабря 2018 года.
1. – экспорт электроэнергии из энергосистемы Германии; 2. – цена электроэнергии.

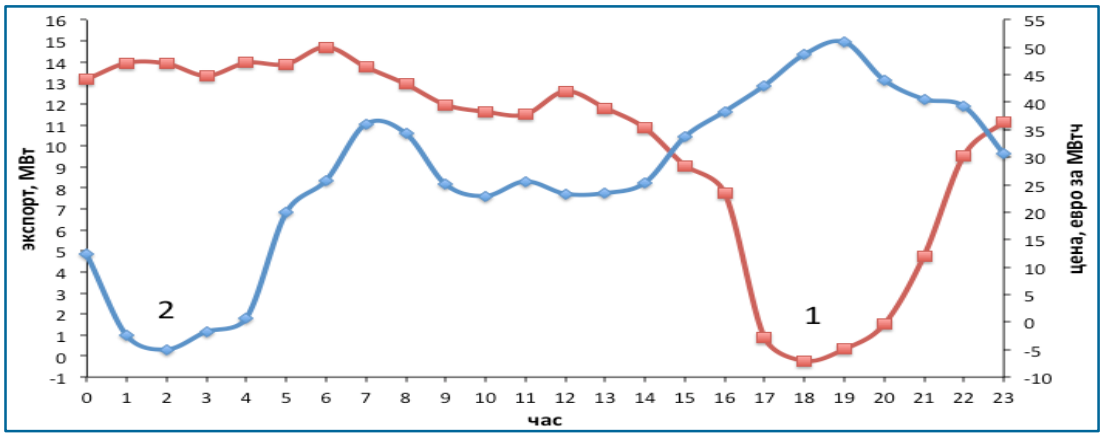


Рисунок 45. 8 марта 2019 года.
1. – экспорт электроэнергии из энергосистемы Германии; 2. – цена электроэнергии.

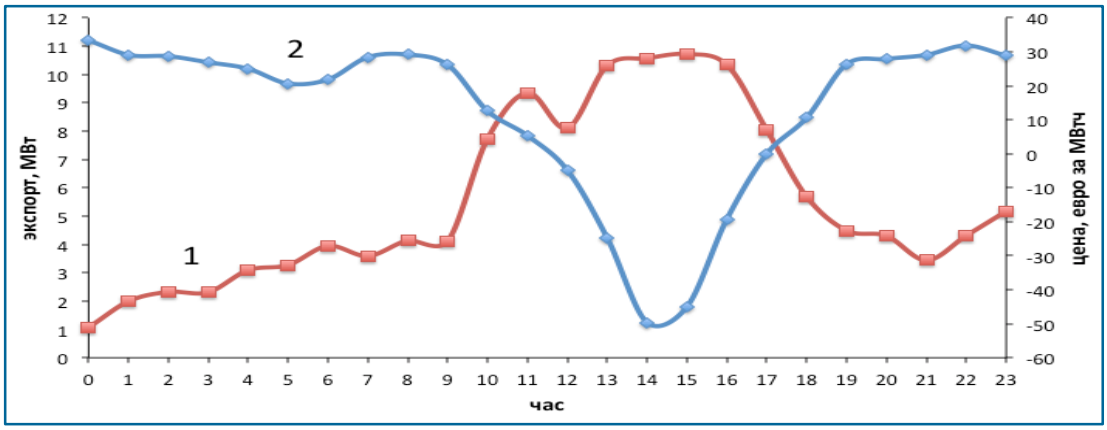


Рисунок 46. 10 августа 2019 года.
1. – экспорт электроэнергии из энергосистемы Германии; 2. – цена электроэнергии.

Рост объёмов экспорта электрической энергии приводит к снижению её стоимости. Величины коэффициентов корреляции между экспортом электрической энергии и стоимостью представлены в таблице 22.

Таблица 22. Корреляция между ценой электроэнергии и величиной экспорта электроэнергии.

№	Дата	Коэффициент корреляции
1.	8 марта 2019 года	– 0,75
2.	8 июня 2019 года	– 0,85
3.	10 августа 2019 года	– 0,90
4.	8 декабря 2018 года	– 0,44

Таким образом, рыночная цена электрической энергии принимает отрицательные значения при росте производства ВИЭ. Дальнейший рост доли ВИЭ в энергобалансе приведёт к регулярным отрицательным ценам в энергосистеме.

Низкие и отрицательные цены электрической энергии не позволяют обеспечить окупаемость инвестиций в строительство солнечных и ветровых электростанций при отказе от специальных обязательных платежей потребителей по поддержке развития ВИЭ. Необходимо отметить, что отрицательные цены оказывают позитивное влияние на окупаемость накопителей энергии. Чем ниже цена, тем лучше экономика накопителей. Рост цены электрической энергии ухудшает экономику накопителей, снижает их инвестиционную привлекательность.

Стоимость водорода для периодов с отрицательной ценой электроэнергии будет значительно ниже, и может сравняться со стоимостью производства водорода на базе природного газа и угля. Электролизёры, потребляя электроэнергию в часы максимума производства ВИЭ, с одной стороны, оказывают услугу энергосистеме, потребляя избыточную невостребованную энергию, с другой, повышают рыночную цену электроэнергии, что может поставить вопрос о гарантиях окупаемости внедрения электролизёров. Следовательно, услуги электролизёров по ведению режимов в энергосистеме должны иметь гарантированную оплату рынком, что может означать рост стоимости электроэнергии для конечных потребителей.

Таким образом, необходимо найти оптимальное решение комплексной задачи со сложными обратными связями, позволяющее обеспечить инвестиционную привлекательность одновременно строительства ВИЭ и накопителей энергии при сохранении конкурентоспособности экономики Европейского союза.

Водородная стратегия как раз и является попыткой ЕС решить данную комплексную задачу, в том числе проблему дефицита ископаемых энергетических ресурсов на территории Евросоюза и проблемы с надёжностью функционирования электроэнергетической системы. Предполагается, что рыночные механизмы позволят создать условия для формирования ценовых сигналов, которые обеспечат оплату услуг, оказываемых электролизёрами энергетической системе, в том числе по увеличению доли ВИЭ в энергобалансе.

Выводы по главе 3

1. Водородная стратегия Европейского союза охватывает вопросы полного цикла от разработки технологий производства «зелёного» водорода до его конечного потребления. Предусматривается комплекс организационных, нормативных, инвестиционных мер, обеспечивающий конкурентоспособность экономики Европейского союза.

2. В стратегии указано, что: «Инвестиции в водород будут способствовать устойчивому росту и созданию рабочих мест, что будет иметь решающее значение в контексте восстановления после кризиса COVID-19».

3. Новая промышленная стратегия ЕС предусматривает установление «глобальных стандартов высокого качества» с целью укрепления «промышленной конкурентоспособности». «ЕС будет продолжать прикладывать усилия по поддержанию, обновлению и модернизации мировой торговой системы, с тем чтобы она соответствовала сегодняшним вызовам и реалиям завтрашнего дня».

4. Снижение стоимости производства электролизёров предполагается решать за счёт роста экспорта. Инициатива “2x40 ГВт” предполагает размещение 40 ГВт электролизёров на Украине и в странах северной Африки.

5. Для выравнивания стоимости получения водорода из ископаемого топлива (газ, уголь) с применением и без технологий улавливания, утилизации и хранения углерода цены на CO_2 должны быть в диапазоне от 55 до 90 евро/тCO2. Сценарные значения стоимости выбросов CO_2, применяемые при выполнении экономических расчётов в программах развития электроэнергетической системы в Европейском союзе, составляют 28 евро/т CO_2 к 2030 году и 350 евро/т CO_2 к 2050 году.

6. Для равномерного ввода электролизёров в эксплуатацию среднегодовой КИУМ электролизёров за период с 2020 по 2024 год составит не менее 37,2% или 3266 часов, а для периода с 2025 по 2029 год – не менее 56% или 4900 часов. Среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза (28 стран) за период с 2010 по 2017 год не превышало 21%. Таким образом, заложенный в стратегию КИУМ электролизёров превышает КИУМ ВЭС и СЭС.

7. Не решены вопросы обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в следствии неравномерности и малой предсказуемости выработки ВЭС и СЭС в энергосистеме. Появление необходимых технологий ожидается не ранее 2030 года.

8. В дни с долей выработки ВИЭ в энергобалансе около 65% формируются отрицательные цены на электрическую энергию. Цена электрической энергии 8 июня 2019 года опускалась ниже минус 90 евро за МВт·ч. Отрицательные цены оказывают позитивное влияние на окупаемость накопителей энергии.

Глава 4.Переход к водородной энергетике

Важным вопросом является анализ наличия необходимого количества ресурсов для обеспечения перехода ЕС на водородную экономику.

4.1. Общее потребление странами ЕС энергоресурсов

Оценка потребности стран Европейского союза в водороде в случае полного отказа от тепловой и атомной энергетики, потребления природного газа, нефти и нефтепродуктов может быть выполнена на основании текущего энергетического баланса ЕС [40]. Для удобства выполнения сравнения все энергоресурсы выражены в единых единицах измерения энергии – ТВт·ч. В 2017 году объём первичных ресурсов в структуре энергетического баланса ЕС составил 18884,4 ТВт·ч, из которых возобновляемые энергетические ресурсы и биотопливо составили 2715,3 ТВт·ч. Нефть и нефтепродукты, каменный и бурый уголь, природный газ в первичных ресурсах составили 13463,6 ТВт·ч. Большая часть (94%) первичных энергоресурсов была направлена на электростанции (котельные) для выработки электрической энергии и тепла (43,3%) и нефтеперерабатывающие заводы (50,3%).

Средневзвешенная эффективность преобразования всех первичных энергоресурсов во вторичные превысила 76,9%. Эффективность преобразования первичных ресурсов в электрическую энергию и тепло составила около 51,8%. При переходе на «зелёный» водород электрическая энергия, вырабатываемая ВЭС и СЭС, является первичным энергоресурсом, а водород – вторичным. Для выполнения дальнейших оценок предполагается, что выработка электрической энергии ВЭС и СЭС должна заместить первичные энергоресурсы, такие как уголь, газ, нефть и нефтепродукты, ядерное топливо.

Полный переход на ВИЭ потребует заместить 16169 ТВт·ч, вырабатываемых на органическом и атомном топливе. Выработка электрической энергии ВИЭ с использованием биотоплива в энергосистеме ЕС составила 1005,61 ТВт·ч в 2017 году (таблица 23).

Таблица 23. Выработка электрической энергии ВИЭ в 2017 году.

ВИЭ	Ед. изм.	Выработка электроэнергии
ВИЭ и биотопливо	ТВт·ч	1005,61
ГЭС	ТВт·ч	331,31
ВЭС	ТВт·ч	362,41
Твёрдые виды биотоплива и возобновляемые отходы	ТВт·ч	116,85
Биогаз	ТВт·ч	63,41
Жидкие виды биотоплива	ТВт·ч	4,99
СЭС	ТВт·ч	119,39
Геотермальные	ТВт·ч	6,72
Приливные, волновые и океанические	ТВт·ч	0,53
Всего выработка электроэнергии в ЕС	ТВт·ч	3294,31

Таким образом, требуемая дополнительная выработка электроэнергии ВИЭ превысит 16169 ТВт·ч. Учитывая, что дополнительный объём выработки электрической энергии ГЭС маловероятен, основным источником роста выработки электроэнергии станут СЭС и ВЭС. При условии, что установленная мощность ВЭС и СЭС вырастет одинаково в 33,6 раза, требуемая мощность ВЭС составит 5655 ГВт и СЭС 3658 ГВт при текущих значениях КИУМ.

Таблица 24. Установленная мощность ВЭС и СЭС в 2017 году.

ЕС (28) с учётом Великобритании	Ед. изм.	Мощность
Электрическая мощность ВЭС	МВт	168514
Электрическая мощность СЭС	МВт	109001

В 2017 году в энергосистеме ЕС при условии равномерного ввода новых генерирующих мощностей КИУМ ВЭС составил 25,6% и КИУМ СЭС 13,1%. Рост КИУМ ВЭС и СЭС может снизить требуемую мощность электростанций.

4.2. Потребность экономики ЕС в водороде

Основными методами получения водорода являются: паровой риформинг метана; электролиз воды; пиролиз метана (без доступа кислорода) (таблица 25).

Таблица 25. Основные методы получения водорода.

Метод	Химическая реакция
паровой риформинг метана	$CH_4+2H_2O = 4H_2 + CO_2 – 165$ кДж
электролиз воды	$2H_2O = 2H_2 + O_2 – 571$ кДж
пиролиз метана (без доступа кислорода)	$CH_4 = C + 2H_2 – 75,7$ кДж

Паровой риформинг характеризуется выбросами углекислого газа, пиролиз метана (без доступа кислорода) – выбросами углерода. Процесс получения водорода в результате электролиза воды считается нейтральным к углероду. Однако важно учитывать выбросы углекислого газа при производстве дистиллированной воды, используемой в процессе электролиза. Необходимо отметить, что химически очищенная вода необходима для парового риформинга метана.

Сравнение методов получения водорода путём электролиза воды, парового риформинга метана, пиролиза метана (без доступа кислорода) представлено в таблице 26.

Для производства требуемого объёма водорода в процессе пиролиза метана (без доступа кислорода) потребуется 2074 млрд м^3 метана, в процессе парового риформинга метана – 1037 млрд м^3 метана. Мировая добыча природного газа в 2018 году составила около 4000 млрд м^3. Таким образом, потребность ЕС в метане при производстве водорода методом пиролиза метана (без доступа кислорода) превысит 50% годовой добычи природного газа, а методом парового риформинга метана – 25%. Для сравнения, импорт природного газа в странах ЕС в 2018 году составил 371 млрд м^3 и сжиженного природного газа – 51,6 млрд м^3 [40].

В процессе пиролиза метана (без доступа кислорода) масса углерода, подлежащего утилизации, составит 1111 млн тонн. Для сравнения, импорт угля странами ЕС (27) в 2018 году составил 144 млн тонн [40].

Таблица 26. Сравнение методов получения водорода (на 1 кг H_2).

№	Показатель	Ед. изм.	Электролиз воды	Паровой риформинг метана	Пиролиз метана (без доступа кислорода)
1	Расход дистиллированной H_2O	кг	9	–	–
2	Расход очищенной H_2O	кг	–	4,5	–
3	Расход CH_4	кг	–	2	4
4	Выбросы C	кг	–	–	3
5	Выбросы CO_2	кг	–	5,5	–
6	Выбросы O_2	кг	8	–	–

В процессе парового риформинга метана объём углекислого газа, подлежащего утилизации, составит 2037 млн тонн (1037 млрд м3). Принимая во внимание ограниченность мировых запасов природного газа, ни пиролиз метана (без доступа кислорода), ни паровой риформинг метана не могут рассматриваться в качестве основных методов получения водорода.

4.3. Электролиз воды

Приоритетом водородной стратегии ЕС является получение «зелёного» водорода. Для реализации программы производства «зелёного» водорода необходимы: территория для размещения требуемой мощности ВЭС и СЭС, морская и речная вода для получения дистиллированной воды.

При условии, что вся первичная электроэнергия ВЭС и СЭС в ЕС будет направлена на производство водорода, а расход электрической энергии на один кг водорода в процессе электролиза воды составит 51 кВт·ч [37], будет получено 370 млн тонн (4147 млрд м^3) водорода в год.

Потребность в дистиллированной воде

Требованиям к качеству воды для использования в процессе электролиза соответствует процесс дистилляции [45, 46], в то время как технологии обратного осмоса в настоящее время не обеспечивают необходимое качество [47].

На 1 кг водорода в процессе химической реакции расходуется 9 кг дистиллированной воды. На практике расход дистиллированной воды несколько выше, с учетом уноса влаги с отходящими из электролизёра газами расход дистиллированной воды составляет около 10 кг дистиллированной воды на 1 кг водорода [13].

Для производства 370 млн тонн водорода в процессе электролиза воды потребуется 3,7 км^3 дистиллированной воды в год. В случае равномерного производства водорода средний расход дистиллированной воды в течение года составит 117,4 м^3 в секунду. Полезный выход дистиллированной воды в зависимости от технологии, производительности и требований к качеству может составлять от 15 до 50% от объёма исходной воды [48]. Таким образом, объём исходной воды составляет от 7,4 до 24,7 км^3 в год, а средний расход исходной воды может достигать 782 м^3 в секунду.

Для сравнения в таблице 27 приведены данные о годовом стоке крупнейших рек Европейского союза [49]. Сток рек характеризуется значительной сезонной неравномерностью.

Таблица 27. Крупнейшие реки Европейского союза.

Название реки	Площадь бассейна	Годовой сток	Длина	Сток		
				минимум	средний	максимум
	тысяч км^2	км^3	км	м^3/с	м^3/с	м^3/с
Дунай	817	205	2857	1800	–	20000
Рейн	185	72,6	1320	620	–	12000
Висла	198,5	34,1	1092	–	1080	10000
Сена	74 – 79	12,6 – 14,2	780	40	–	2500
Эльба	148,3	27,2	1165	140	–	3690
Тахо	80	11	1000	–	348	–
Луара	117	26,6 – 27,5	1020	120	–	4000

Средний расход исходной воды может превысить минимальный сток всех крупнейших рек ЕС за исключением Дуная. А годовой объём потребления исходной воды может превысить годовой сток рек Сены и Тахо, и сравним с годовым стоком рек Эльбы и Луары.

Важно отметить, что обеспеченность водными ресурсами европейских стран сильно различается. По степени обеспеченности водными ресурсами европейский регион можно условно разделить на четыре категории стран с различной напряжённостью водохозяйственного баланса (таблица 28) [50].

Таблица 28. Обеспеченность водными ресурсами стран ЕС.

№	Категория	Критерий	Страны
1	Страны с резко выраженной напряжённостью водохозяйственного баланса и незначительными водозапасами.	Водозабор от 50 до 100% полного местного стока.	Чехия, Словакия, Румыния, Болгария, Польша, Венгрия, Германия, Бельгия, Нидерланды, Дания.
2	Страны с резко выраженной напряжённостью водохозяйственного баланса и умеренными водозапасами.	Водозабор от 25 до 33% объёма полного местного стока.	Великобритания, Франция, Испания, Италия.
3	Страны со значительной водообеспеченностью и слабой напряжённостью водохозяйственного баланса.	Водозабор от 4 до 9 % полного местного стока.	Австрия, Швейцария, Португалия.
4	Страны с избыточными водозапасами.	Водозабор 2–3% полного местного стока.	Ирландия, Швеция, Норвегия, Финляндия.

На рисунке 47 представлены данные о ресурсах пресной воды на единицу вырабатываемой энергии в странах ЕС.

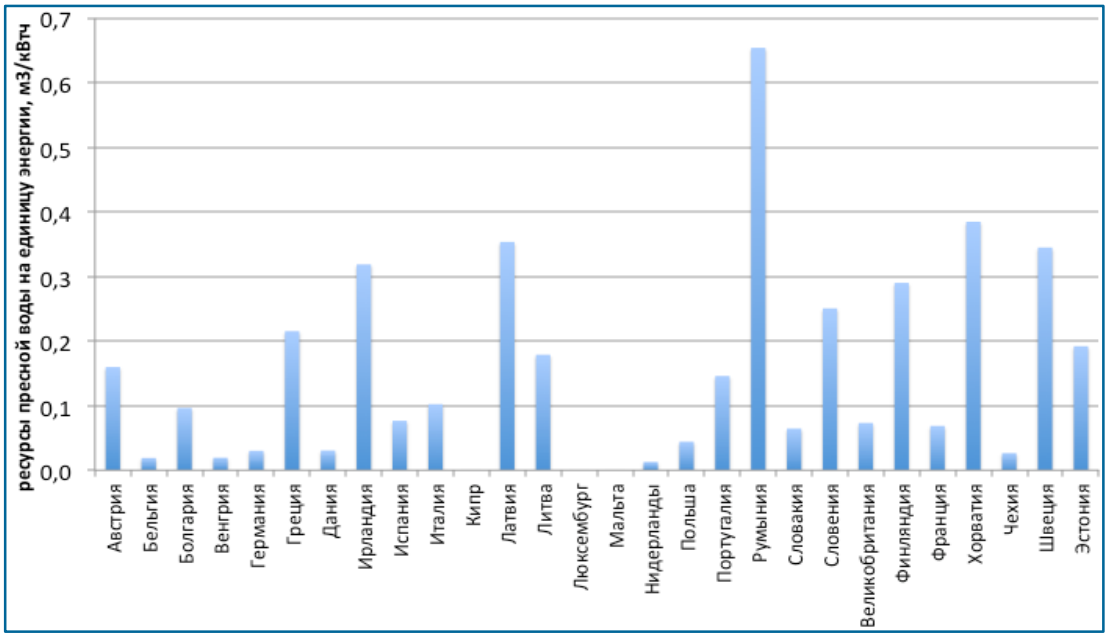


Рисунок 47. Ресурсы пресной воды на единицу вырабатываемой энергии в странах ЕС. Источник: расчёты выполнены на основе данных [40, 51].

При оценке наличия ресурсов пресной воды необходимо учитывать, что в соответствии с прогнозами ожидается увеличение на 15% среднегодовых величин осадков в северной части Европы и их уменьшение на 23% в направлении к югу. К 2050 году в Юго-Восточной Европе прогнозируется уменьшение годового стока на 20-30% [52].

Важно отметить, что использование значительных объёмов водных ресурсов рек и озёр для получения дистиллированной воды окажет негативное влияние на окружающую среду. Остаточные рассолы являются источниками загрязнения окружающей среды солями и теплом, что может привести к гибели животного и растительного мира пресноводных рек и озёр. В зависимости от способа и технологии опреснения количество остаточного рассола может составлять от 30 до 100% объёма получаемой дистиллированной воды [53].

Таким образом, вопрос обеспечения производства «зелёного» водорода водой является одним из ключевых.

4.4. Потребность в электрической и тепловой энергии для получения дистиллированной воды

Процесс получения дистиллированной воды является энергоёмким. Расход электрической энергии и тепла зависит от требуемого качества дистиллированной воды.

Для дистиллированной воды с содержанием солей от 1 до 50 мг на литр расход электрической энергии составит от 2,5 до 5 кВт·ч на м^3 и тепловой энергии от 40 до 120 кВт·ч на м^3 [47].

В соответствии с нормами технологического проектирования производства водорода методом электролиза воды [13] массовая концентрация остатка в

дистиллированной воде после выпаривания не должна превышать 5 мг/дм^3 [46]. Энергетические затраты на получение дистиллированной воды могут составить 18,5 ТВт·ч электрической энергии и 444,3 ТВт·ч тепловой энергии. Учитывая, что при отсутствии атомных и тепловых электростанций в энергосистеме, для получения дистиллированной воды ВЭС и СЭС должны будут дополнительно вырабатывать более 462,8 ТВт·ч электроэнергии в год, что составляет 96% от текущей выработки электроэнергии ВЭС и СЭС.

Таким образом, общий расход электрической энергии на производство водорода в процессе электролиза воды с учётом расхода энергии на получение дистиллированной воды оценивается в 16631,8 ТВт·ч в год.

4.5. Потребность в площади для размещения ВИЭ

Значительный рост установленной мощности ВЭС и СЭС потребует дополнительных территорий для их размещения. Требуемая площадь для размещения ветропарка зависит от диаметра ВЭУ. На рисунке 48 представлена зависимость диаметра ВЭУ от номинальной мощности ВЭУ [54].

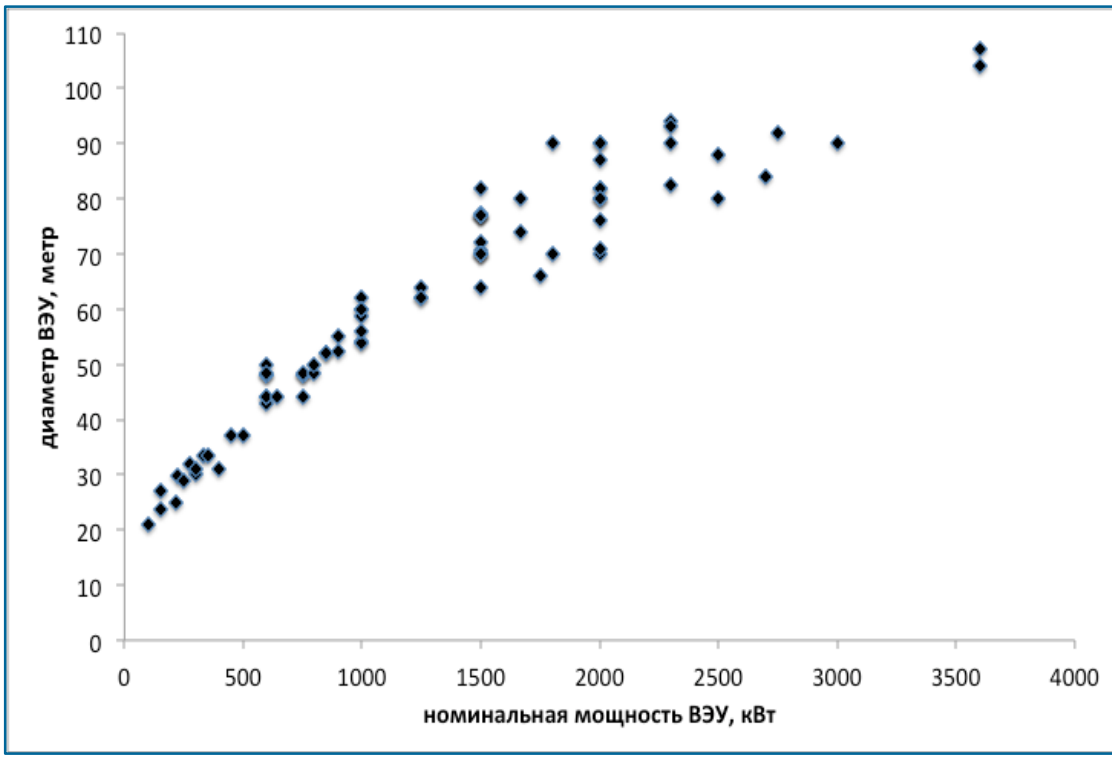


Рисунок 48. Зависимость диаметра от номинальной мощности ВЭУ.
Источник: на основе данных [54].

Для оценки площади, требуемой для размещения ветропарков, расстояние между мачтами ВЭУ определяется как десять диаметров ВЭУ. На рисунке 49 представлена зависимость удельной площади ветропарка от номинальной мощности ВЭУ.

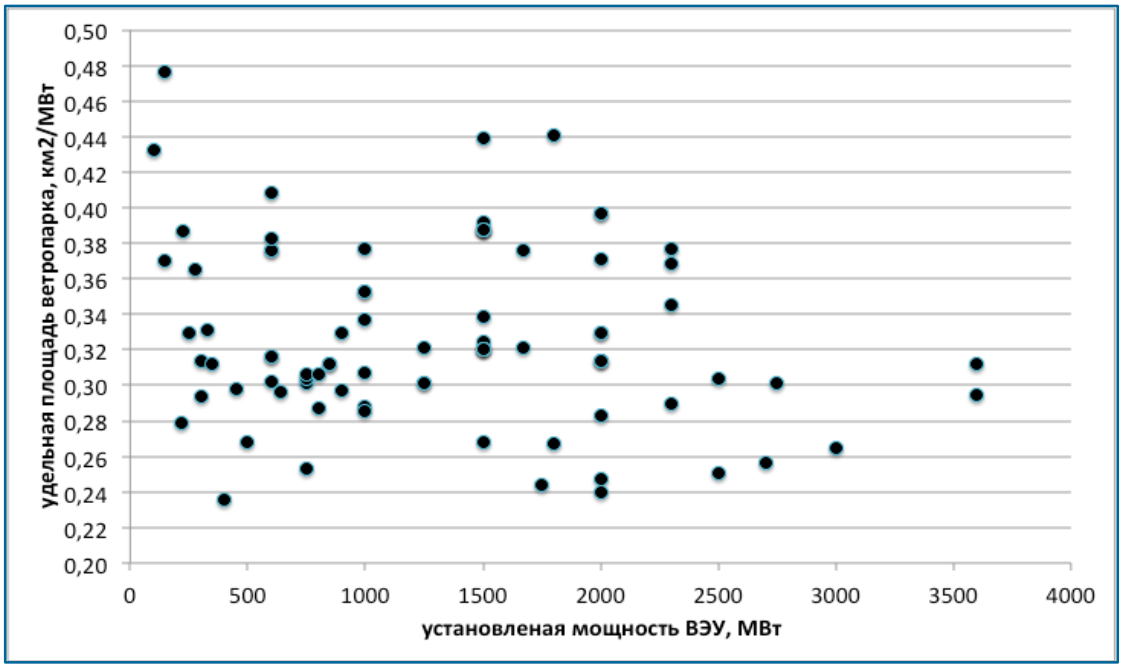


Рисунок 49. Удельная площадь ветропарка в зависимости от номинальной мощности ВЭУ. Источник: расчёты выполнены на основе данных [54].

Оценка требуемой площади для размещения ВЭС в Европейском союзе представлена в таблице 29. Площадь европейских стран без учёта Республики Беларусь, Российской Федерации и Украины составляет 5,14 млн км^2. Площадь лесов составляет 1,83 млн км^2.

Таблица 29. Требуемая площадь ветропарков.

ЕС	ВЭС			
площадь (Sec)	удельная площадь	мощность	площадь (Sвэс)	доля (Sвэс/Sec)
км^2	км^2/МВт	ГВт	км^2	%
5138971	0,25	5655234	1413809	27,5%
5138971	0,3	5655234	1696570	33,0%
5138971	0,35	5655234	1979332	38,5%

Учитывая требование к минимальному расстоянию между мачтами ВЭС, площадь ветропарков мощностью 5655 ГВт составит от 27,5 до 38,5% от общей площади европейских стран.

Требуемые площади ветропарков в Бельгии, Германии, Нидерландах, Великобритании, Люксембурге и Мальте превысят территорию данных стран (рис. 50). Требуемые площади ветропарков в большинстве европейских стран превысят площади сельскохозяйственного назначения. В Австрии, Италии, Словении, Словакии, Чехии, Швеции и Финляндии потребуется использовать территории лесного фонда для размещения ВЭС.

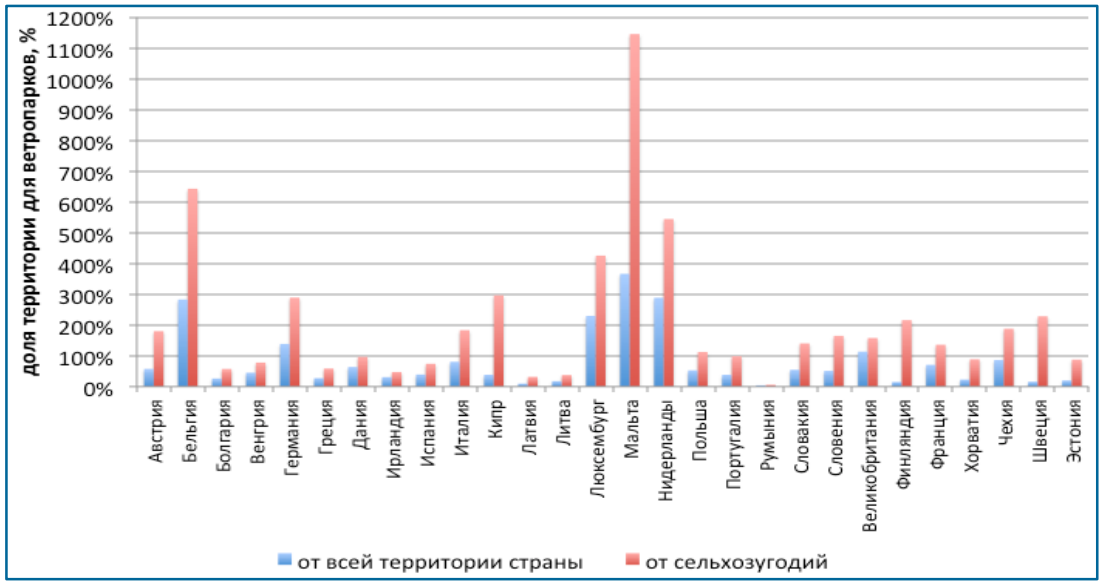


Рисунок 50. Требуемая площадь для размещения ВЭС в странах ЕС.

Дополнительным фактором, ограничивающим возможность размещения ветропарков, является требование о минимальном расстоянии от ВЭУ до жилых помещений. Требуемая площадь территории Европейского союза для размещения ВЭС может быть снижена за счёт использования континентального шельфа. В настоящее время площадь континентального шельфа для размещения ВЭС ограничена глубинами менее 30 метров. Важно отметить, что наиболее подходящие участки моря уже используются для размещения ВЭС. Дальнейшее развитие ВЭС приведёт к использованию менее эффективных с экономической точки зрения территорий.

Для сравнения площадь Средиземного моря составляет 2,5 млн км^2 при средней глубине 1541 метр. Площадь Балтийского моря составляет 415 тысяч км^2 при средней глубине 52 метра. Площадь Северного моря – 565 тыс. км^2 при средней глубине 87 метров. Площадь Норвежского моря – 1340 тыс. км^2, оно не лежит на континентальном шельфе. Наиболее подходящими по глубинам являются Балтийское и Северное моря, однако их площадь с глубинами менее 30 метров недостаточна для размещения требуемого количества ВЭС.

4.6. Выбросы углекислого газа в процессе получения дистиллированной воды

В соответствии с существующими требованиями массовая концентрация общего органического углерода в дистиллированной воде не должна превышать 0,5 мг/л [45]. Концентрации растворённого органического углерода (РОУ) в природных водах различны. Низкой концентрацией РОУ характеризуются воды высокогорных рек, льда ледников, атмосферных осадков. Концентрация РОУ для льда горы Эльбрус составляет менее 0,3 мг С/л. Более высокой концентрацией РОУ характеризуются реки. Например, РОУ реки Москва составляет 6-10 мг С/л [55].

Таким образом, в процессе получения дистиллированной воды выбросы углекислого газа, растворённого в речной воде, составят от 20 до 35 мг С/л.

4.7. Утилизация кислорода

Отдельным вопросом является утилизация кислорода. На 1 кг водорода в процессе химической реакции выделяется 8 кг кислорода. Всего в процессе производства «зелёного» водорода будет выделяться более 2,96 млрд тонн кислорода в год.

4.8. Тепловое загрязнение атмосферы водяным паром

В результате химической реакции взаимодействия 370 млн тонн водорода с кислородом в атмосферу будет выброшено 3330 млн тонн водяного пара. Водяной пар является основным парниковым газом в атмосфере. При конденсации водяного пара в атмосферу будет выброшено 7,5 млн ТДж тепловой энергии. Наибольшее влияние выбросы водяного пара оказывают на локальные изменения климата в мегаполисах [17]. Необходимо отметить, что увеличение содержания водяного пара в атмосфере приводит к росту числа случаев выпадении сильных (экстремальных) осадков [52].

4.9. Инфраструктура для перехода к водородной экономике

Производство «зелёного» водорода основано на использовании энергетических и водных ресурсов, характеризующихся значительной сезонной и суточной неравномерностью. При переходе на водородную экономику потребуется решить сложную задачу обеспечения баланса производства и потребления «зелёного» водорода, электрической энергии, дистиллированной воды.

Солнечная активность в странах ЕС максимальна в летние месяцы и минимальна в зимние.

Летний максимум выработки электроэнергии СЭС превышает зимний в 4 раза, средняя выработка в июне превышает среднюю выработку в декабре в 6,5 раз [42]. Суточный максимум выработки СЭС имеет место в 12-13 часов, а в ночные часы равняется нулю.

Выработка ВЭС характеризуется крайней неравномерностью. В течение месяца выработка ВЭС может несколько раз изменяться от нуля до располагаемой мощности. Максимум выработки ВЭС достигается в зимнее время года. Зимний максимум выработки электроэнергии ВЭС превышает летний максимум почти в 2 раза. Продолжительность периодов, характеризующихся малой выработкой электроэнергии, может составлять до нескольких недель непрерывно [42].

Сток европейских рек характеризуется значительной неравномерностью в течение года. Отношение максимума стока крупнейших европейских рек к минимуму находится в диапазоне от 11 раз для Дуная до 62 раз для Сены [49].

Потребление электрической и тепловой энергии также характеризуется сезонной и суточной неравномерностью. Максимум потребления тепловой энергии наблюдается в зимнее время года. Важно отметить, что в часы вечернего максимума потребления электрической энергии выработка электрической энергии СЭС равняется нулю [31, 42].

Несоответствие размещения ВЭС и СЭС на территории Европейского союза с наличием ресурсов пресной и морской воды, а также с расположением потребителей энергоресурсов потребует развития инфраструктуры для передачи на большие расстояния электрической энергии, воды, водорода. Учитывая высокую стоимость

транспортировки и хранения водорода, одним из приоритетных вариантов, рассматриваемых в рамках перехода к водородной экономике, является производство «зелёного» водорода на площадке потребителя. Следовательно, потребуется проектирование развития электросетевого комплекса и системы водопроводов от источников ресурсов до потребителей. Учитывая значительный рост установленной мощности электростанций потребуется пропорциональный рост пропускной способности электрических сетей и трансформаторов с учётом обеспечения надёжности электроэнергетической системы и минимизации потерь электрической энергии.

Важным фактором, влияющим на развитие «зелёного» водорода, является определение технологий для обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме ЕС. Помимо проблемы компенсации неравномерности и малой предсказуемости выработки электроэнергии ВЭС и СЭС за счёт внедрения электролизёров [33, 39] потребуется обеспечить параллельный режим производства дистиллированной воды для этих электролизёров.

Если потребление электрической энергии при производстве «зелёного» водорода будет осуществляться в базовом режиме, то необходимо ответить на вопрос – за счёт какой технологии будут обеспечены электрические режимы в энергосистеме.

Необходимо решить сложную оптимизационную задачу обеспечения баланса всей цепочки производства и потребления водорода. В случае отсутствия в энергосистеме Европейского союза источников гарантированной базовой выработки электроэнергии, таких как атомные (термоядерные) электростанции, КИУМ электролизёров и дистилляционных опреснительных установок (ДОУ) будет соответствовать КИУМ ВЭС и СЭС. Фактические среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза (28 стран) за период с 2010 по 2017 год находились в диапазоне от 19,24 до 20,75% [40]. Установленная мощность электролизёров и ДОУ увеличится в 3-4 раза при электроснабжении от ВЭС и СЭС по сравнению с электроснабжением от АЭС. Неравномерность и малая предсказуемость выработки ВЭС и СЭС потребует создания комплексной систем накопителей электроэнергии, хранения исходной и дистиллированной воды, а также водорода.

Необходимо учитывать, что для получения сжиженного водорода удельные затраты энергии 10-12,5 кВт·ч на кг [11], что может потребовать дополнительного роста требуемой установленной мощности ВЭС и СЭС в энергосистеме на 20%.

Дополнительным фактором, влияющим на прогноз потребления ресурсов при переходе к водородной экономике, является учёт расхода электроэнергии на вспомогательное оборудование электролизёров. Фактический расход электрической энергии зависит от типа электролизёра, режима его работы и затрат электроэнергии на вспомогательное оборудование. С учетом этих затрат расход электроэнергии на выработку 1 м^3 водорода составляет 6,2 кВт·ч (69,4 кВт·ч на кг H_2) [13], что на 36% больше использованного при проведении расчётов.

Таким образом, выполненные расчёты могут рассматриваться как консервативные.

Выводы по главе 4

1. При переходе на «зелёный» водород при текущих КИУМ требуемая установленная мощность ВЭС составит 5655 ГВт и СЭС – 3658 ГВт.

2. В течение 30 лет начиная с 2021 года необходимо ежегодно вводить в промышленную эксплуатацию более 180 ГВт ВЭС и 120 ГВт СЭС, а также обеспечить выдачу мощности в электрическую сеть.

3. Учитывая требование к минимальному расстоянию между мачтами ВЭС, площадь ветропарков составит от 27,5 до 38,5% от площади европейских стран.

4. Для производства 370 млн тонн водорода в процессе электролиза воды потребуется 3,7 куб. км дистиллированной воды в год. В случае равномерного производства водорода средний расход дистиллированной воды в течение года составит 117,4 куб. м в секунду.

5. Средний расход исходной воды может превышать минимальный сток всех крупнейших рек ЕС за исключением Дуная. А годовой объём потребления исходной воды превышает годовой сток рек Сены и Тахо и сравним с годовым стоком рек Эльбы и Луары.

6. При переходе на водородную экономику потребуется решить сложную задачу обеспечения баланса производства и потребления «зелёного» водорода с учётом сезонной и суточной неравномерности производства электрической энергии ВИЭ и сезонной неравномерности водных ресурсов, а также принять во внимание риски маловодных лет.

7. Необходимость выделения территории для размещения ВЭС и СЭС противоречит Стратегии сохранения биоразнообразия до 2030 года, предполагающей преобразование не менее 30% европейских земель и морей в эффективно управляемые охраняемые территории.

8. Необходимость создания систем накопителей исходной воды для обеспечения производства водорода в процессе электролиза противоречит Рамочной директиве по водным ресурсам и Стратегии ЕС в области сохранения биоразнообразия, предполагающих значительное сокращение количества барьеров на реках.

Глава 5. Изменение материалоёмкости элементов энергосистемы при переходе на водородную энергетику

5.1. Материалоёмкость энергосистемы при переходе к ВЭС и СЭС

Важным параметром любой энергосистемы является показатель удельного расхода материалов (металлов, пластика, бетона и др.) на единицу полезного отпуска электрической энергии – материалоёмкость энергосистемы. Баланс производства и потребления электрической мощности в энергосистеме должен обеспечиваться в течение всего года с учётом сезонной и суточной неравномерности выработки электрической энергии ВЭС и СЭС.

Рост доли ВЭС и СЭС в энергобалансе приводит к снижению коэффициента использования установленной электрической мощности (КИУМ) электростанций в энергосистеме Европейского Союза (рис. 51).

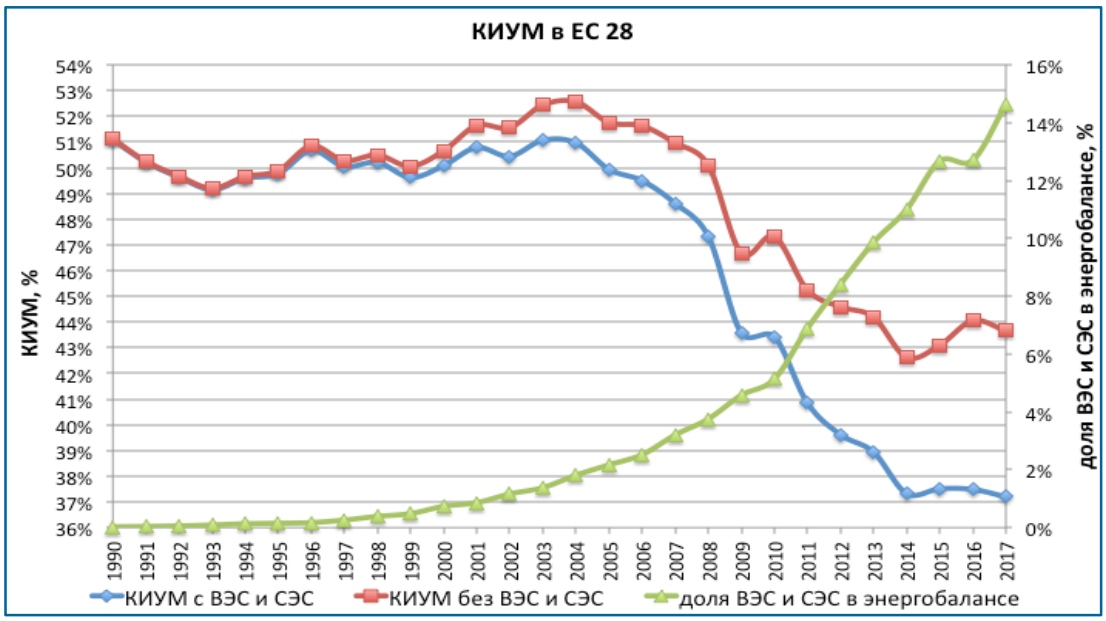


Рисунок 51. Динамика КИУМ электростанций в энергосистеме ЕС в зависимости от роста доли ВЭС и СЭС в энергобалансе.

Снижение КИУМ электростанций при сохранении требуемого объёма выработки электрической энергии является результатом роста установленной мощности электростанций в энергосистеме.

На примере энергосистемы Германии в п. 1.2.2 было показано, что для достижения 65% доли ВИЭ в энергобалансе при сохранении текущих параметров потребления электрической энергии установленная мощность электростанций вырастет с 125,1 ГВт до 165,8 ГВт и потребуется применение дополнительных мощностей аккумуляторов до 37,5 ГВт [31]. Необходимо отметить, что рост доли ВИЭ в энергобалансе почти в два раза

привёл к снижению установленной мощности ТЭС и АЭС всего на 10%. Дальнейший рост доли ВИЭ приведёт к дальнейшему снижению КИУМ электростанций.

Таким образом, одним из факторов, оказывающих влияние на рост материалоёмкости энергосистемы при переходе на ВИЭ, является снижение КИУМ электростанций в энергосистеме.

Другим фактором является различие удельных показателей материалоёмкости для разных типов электростанций на выработку электрической энергии.

Для корректного сравнения показателей изменения материалоёмкости энергосистемы необходимо учитывать материалоёмкость производства, передачи и хранения электрической энергии, а также материалоёмкость добычи, транспортировки и хранения первичных и вторичных энергетических ресурсов.

Для системы автономного электроснабжения потребителей, работающей изолированно, материальная характеристика объединённой энергосистемы не должна учитываться в расчётах. В случае обеспечения надёжности электроснабжения автономной системы за счёт резервирования пропускной способности линий электропередачи и электрической мощности электростанций в объединённой энергосистеме [56] при расчёте должна учитываться материальная характеристика объединённой энергосистемы.

В рамках перехода энергетики на «зелёный» водород при сравнении энергосистем необходимо учитывать материальную характеристику производства, передачи и хранения «зелёного» водорода.

5.1.1. Материалоёмкость ВЭУ

Основным направлением развития ветроэлектростанций является увеличение единичной установленной мощности и КИУМ ВЭУ.

Оценим материальную характеристику ВЭУ Enercon E-126 производства компании Enercon. Первоначальная номинальная мощность составляла 6 МВт и была увеличена до современного значения 7,5 МВт в 2009 году после технической ревизии.

Высота несущей башни (от основания до оси ротора) в стандартном варианте составляет 135 м, размах лопастей – 126 м, полная высота установки достигает 198 м.

В зависимости от погодных условий выдаваемая мощность может превосходить номинальную, проектное годовое производство электричества составляет около 18 млн кВт·ч, что соответствует КИУМ ВЭУ 27,4%. Масса элементов ВЭУ Enercon E-126 представлена в таблице 30.

Таблица 30. Масса ВЭУ

№	Элемент ВЭУ	Масса, т
1	Фундамент	2500
2	Несущая башня	2800
3	Генераторная гондола	128
4	Электрогенератор	220
5	Ротор с лопастями	364
	ВСЕГО	6012

При 6 МВт удельная материалоёмкость ВЭУ составит 1002 кг/кВт, при 7,5 МВт – 801,6 кг/кВт.

5.1.2. Материалоёмкость СЭС

Солнечные электростанции проектируются для работы как в автономном режиме, так и параллельно с объединённой энергосистемой. Преобразование энергии Солнца в электрическую энергию может осуществляться как прямым преобразованием световой (фотоэлектрический способ), так и преобразованием световой энергии в тепловую, а затем из тепловой в электрическую (фототермический способ).

Конструкция СЭС, использующих фототермический способ получения электрической энергии, отличается от обычных тепловых электростанций, только способом получения исходного пара. Большое количество линз и зеркал используется для фокусировки солнечной энергии и нагрева рабочего тела до больших температур. Тепло генерирует электричество с помощью обычных паровых турбин. Для обеспечения выработки электрической энергии в тёмное время суток могут использоваться накопители тепловой энергии.

Для автономной работы обычно проектируются СЭС малой мощности. Экономическая привлекательность применения СЭС обеспечивается в том числе за счёт установления специальных тарифов на продажу избыточной электроэнергии внешним потребителям. Материальные характеристики СЭС на базе солнечных панелей зависят, в первую очередь, от количества аккумуляторов. В таблице 31 представлены параметры солнечных электростанций малой мощности, производства компании «Технолайн».

Таблица 31. Параметры солнечных электростанций, производства компании «Технолайн».

Тип солнечной электростанции	Мощность	Выработка в сутки	Аккумуляторы	Технология заряда	Вес	
	кВт	кВт·ч/сутки	Ач		кг	кг/кВт
Офис-1	4	23	4x200	MPPT	263	65,8
Офис-2	4	23	8x200	MPPT	976	244,0
Офис-3	5	23	8x200	MPPT	976	195,2
Предприятие-1	10	47	12x200	MPPT	944	94,4
Предприятие-2	15	70	20x200	MPPT	1136	75,7
Предприятие-3	20	157	28x200	MPPT	2954	147,7
Бытовка-1	1	2	1x200	ШИМ	88	88,0
Бытовка-2	2	4	2x200	MPPT	156	78,0
Бытовка-3	3	12,2	4x150	MPPT	485	161,7
Офис-1	4	23	4x200	MPPT	263	65,8
Дача	1	1	1x100	ШИМ	55	55,0
Дача-1	1	2	1x200	ШИМ	88	88,0
Дача-2	1	4	2x200	MPPT	156	156,0
Дача-3	2	4	2x200	MPPT	156	78,0
Дача-4	3	8,4	2x200	ШИМ	229	76,3
Дача-5	3	12,2	4x150	MPPT	485	161,7

Таким образом, материалоёмкость СЭС, производства Компания «Технолайн», находится в диапазоне от 55 до 244 кг/кВт при среднем значении 114,5 кг/кВт.

По результатам проведённого опроса членов ассоциации «Зелёный киловатт», специализирующейся на развитии ВИЭ, удельная материалоёмкость солнечных электростанций мощностью до нескольких кВт оценивается в 100-120 кг/кВт.

5.1.3. Материалоёмкость ТЭС

Тепловые электростанции в отличие от ВЭС и СЭС характеризуются высокой степенью прогнозируемости выработки электрической энергии. ТЭС могут проектироваться на базе паросиловых, парогазовых и газотурбинных технологий.

На рисунках 52-55 представлены зависимости удельной массы газотурбинных двигателей, паровых турбин и генераторов в зависимости от установленной электрической мощности оборудования [57].

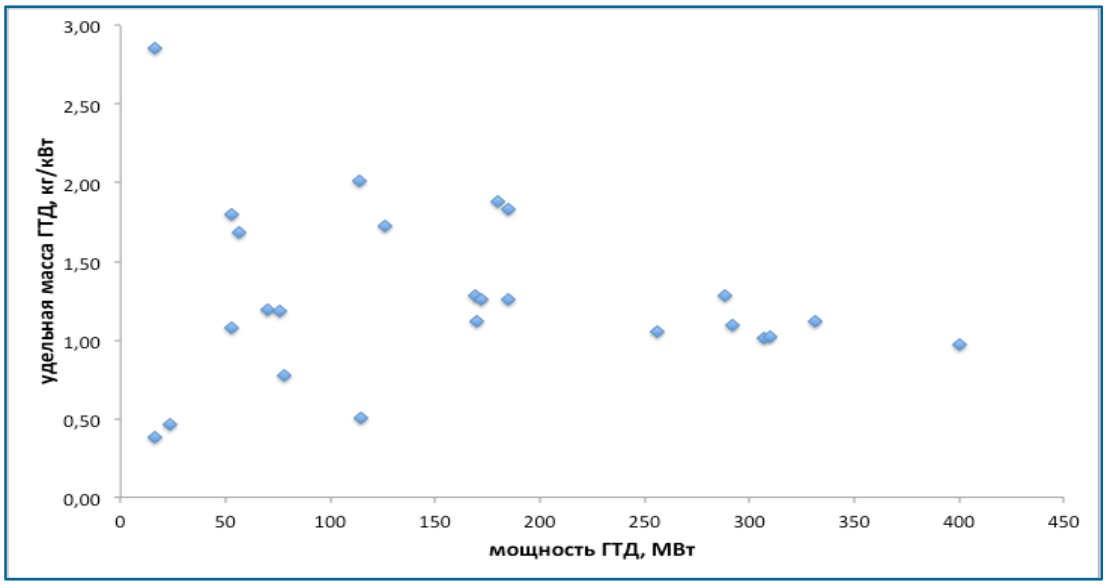


Рисунок 52. Зависимость удельной массы от установленной электрической мощности газотурбинного двигателя [57].

Удельная масса газотурбинных двигателей (ГТД) находится в диапазоне от 0,38 до 2,86 кг/кВт. Удельная масса газотурбинных двигателей зависит от установленной мощности, проектных условий эксплуатации, конструкции, завода-изготовителя. Низкие значения удельной массы имеют ГТД малой мощности, выполненные на базе авиационных технологий. Для энергетических газовых турбин характерно снижение удельной массы при росте установленной мощности.

Удельная масса паровых турбин находится в диапазоне от 1,2 до 4,3 кг/кВт (рис. 53). Удельная масса паровых турбин зависит от типа турбины[3] и параметров рабочего тепла (температура и давление пара).

[3] Типы паровых турбин: К – конденсационные, Т – теплофикационные, П – с промышленным отбором, ПТ – с промышленным и теплофикационным отборами, Р – противодавленческие и т.п.

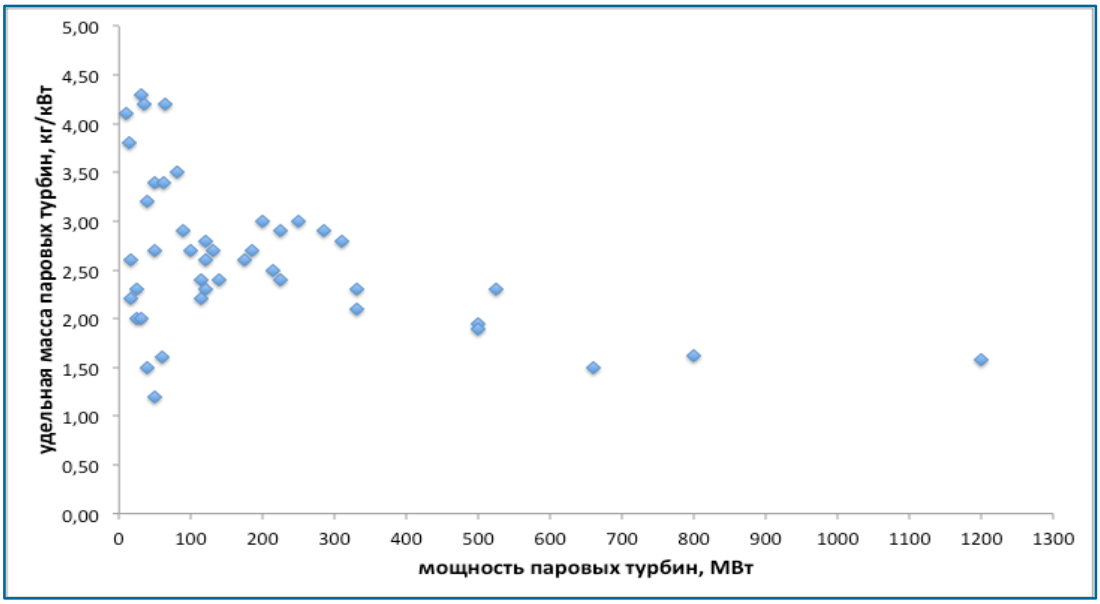


Рисунок 53. Зависимость удельной массы от установленной электрической мощности паровой турбины [57].

Удельная масса генераторов находится в диапазоне от 0,6 до 3,9 кг/кВт (рис. 54).

Удельная масса энергетических котлов находится в диапазоне от 9 до 35,5 кг/кВт (рис. 55). При этом меньшую материалоёмкость имеют котлы, работающие на природном газе.

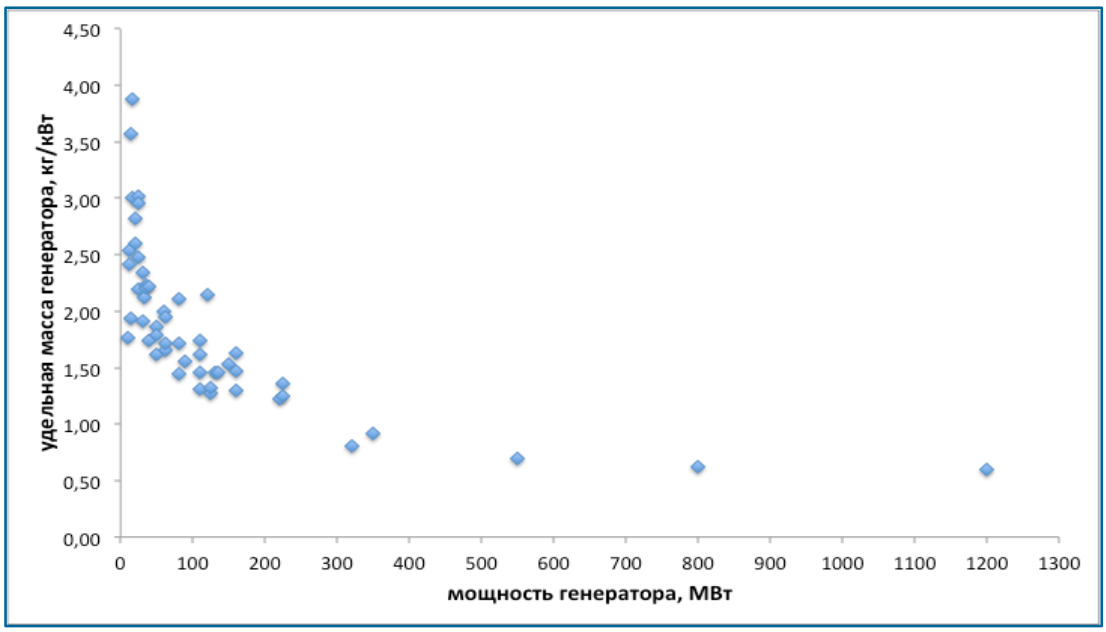


Рисунок 54. Зависимость удельной массы от установленной электрической мощности генератора [57].

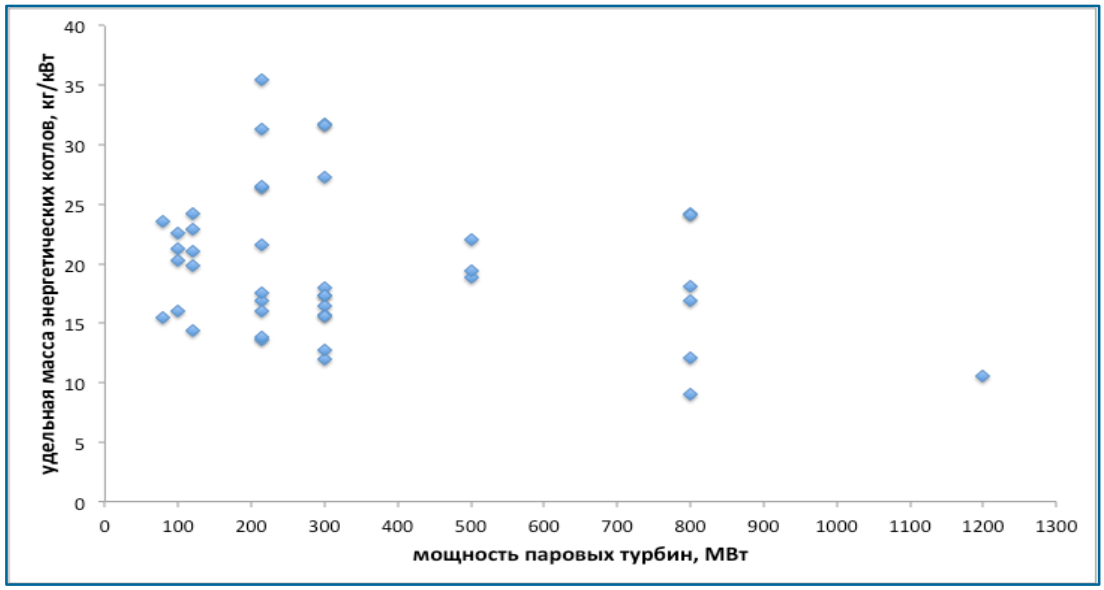


Рисунок 55. Зависимость удельной массы энергетических котлов от установленной электрической мощности паровой турбины [58, 59].

Удельная материалоёмкость электростанции, выполненная с помощью специализированной программы компании «Termoflow», с учётом массы газовой и паровой турбин, генераторов, парового котла-утилизатора, дожимного компрессора, силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, насосов, бетона и стали оценивается в 46,1 кг/кВт для ПГУ мощностью 450 МВт на базе газовой турбины GT26 и 46,7 кг/кВт для ПГУ мощностью 416 МВт на базе GE9351FA. Доля бетона в общей массе электростанции превышает 77%.

Удельная материалоёмкость водогрейной ГТУ-ТЭЦ мощностью 14,6 МВт на базе энергетического пакета Титан-130 оценивается в 59,8 кг/кВт. Для ГТУ-ТЭЦ мощностью 4,3 МВт на базе пакета Марс-50 составляет 77,3 кг/кВт. Доля бетона в общей массе электростанции превышает 80%.

Удельная масса основного оборудования газовой ПСУ-ТЭС электрической мощностью 300 МВт составляет: энергетического котла от 12,0 до 17,3 кг/кВт, паровой турбины от 2,1 до 2,3 кг/кВт и генератора 0,8 кг/кВт, что в сумме составит от 14,9 до 20,4 кг/кВт. С учётом силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, деаэраторов, насосов, бетона и стали удельная масса ТЭС не превысит 80 кг/кВт.

Важно отметить, что материалоёмкость тепловых электростанций зависит от климатических условий. Удельная масса электростанций в Российской Федерации из-за суровых климатических условий больше, чем в Европейском союзе, США и Китае.

5.1.4. Материалоёмкость АЭС

Оценка материалоёмкости атомных электростанций выполнена на основании данных строительства АЭС «Аккую» в Турции [60]. АЭС «Аккую» состоит из четырёх энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-1200. Проектные решения станции АЭС «Аккую» отвечают всем современным требованиям, закреплённым в нормах безопасности МАГАТЭ. Расчётный срок службы АЭС составляет 60 лет.

Здание реактора является основным зданием АЭС, вокруг которого группируются остальные здания и сооружения «ядерного острова». В здании размещаются ядерная паропроизводящая установка и системы ее аварийного расхолаживания. Здание турбины является частью второго контура. В здании турбины размещаются системы и оборудование, связанные с выдачей мощности: турбоустановка, деаэратор, питательные насосы и вспомогательное оборудование.

Для обеспечения аварийного электроснабжения для питания электроэнергией потребителей систем безопасности в условиях обесточивания атомная электростанция укомплектовывается резервной дизельной электростанцией. На территории АЭС расположены здания и сооружения технического водоснабжения.

Учитывая требования к безопасности АЭС при изготовлении фундамента здания реактора было использовано 2451 тонна арматуры, 17000 м^3 бетона. Масса фундамента оценивается в 42,5 тысячи тонн. Вес готового здания реактора составляет 470 тысяч тонн [60].

При изготовлении фундамента здания турбины было использовано 3200 тонн арматуры. Масса фундамента оценивается около 38 тысяч тонн [60]. На АЭС «Аккую» будут поставляться паровые турбины «Arabelle» Альстом (таблица 32).

Таблица 32. Вес основного оборудования турбины К-1200-6,8/50 и «Arabelle» [61].

Оборудование	К-1200-6,8/50		«Arabelle» Альстом	
	Вес единицы, т	Кол-во	Вес единицы, т	Кол-во
Турбина	2540,0	1	1655,0	1
Генератор	600,0	1	819,0	1
Конденсатор	1910,0	1	1420,0	1
СПП	208,0	4	285,0	2
ПНД1	21,6	4	60,0	2
ПНД2	40,0	1		
ПВД	104,0	2	58,0	2
Деаэратор	213,5	1	240,0	1

Общая масса оборудования паровой турбины К-1200-6,8/50 производства ОАО «Силовые машины» составляет 6430 тонн, паровой турбины «Arabelle» Альстом – 4940 тонн.

Выполненные оценки показали, что удельная масса АЭС не превысит 750 кг/кВт. Более точные оценки можно получить на основании действующих проектов АЭС.

5.2. Транспортировка водорода

Водород имеет относительно низкую объёмную плотность энергии. Объёмная плотность энергии водорода при нормальном давлении почти в 3000 раз ниже объёмной плотности ископаемого топлива [62]. Поэтому транспортировка, хранение и конечная доставка водорода до места использования сопряжены со значительными затратами.

Водород может транспортироваться в газообразном и жидком агрегатных состояниях, а также в смеси с природным газом или жидкостями и в связанном состоянии в виде аммиака или углеводородов.

В настоящее время накоплен большой опыт транспортировки ограниченного количества водорода на сотни километров с использованием трубопроводных систем, автомобильного и железнодорожного транспорта для обеспечения технологических процессов производства сырья, в котором водород не является основным компонентом.

Однако планы по переводу мировой экономики на «зелёный» водород требуют решения новых задач.

5.2.1. Трубопроводы

Специальные водородные трубопроводы

Для транспортировки газообразного водорода используются специальные водородные трубопроводы. В таблице 33 приведены характеристики магистральных водородных трубопроводов США, Германии, Англии, Франции [63].

Таблица 33. Характеристики магистральных водородных трубопроводов США, Германии, Англии, Франции.

Компания	Место нахождения	Пропускная способность, $м^3$/сут.	Длина, км	Диаметр, м	Давление, МПа	Годы ввода
Praxair	Техас Нью-Джерси Индиана	2830 170 140	– – –	0,2	– – –	1970-е
Air Products	Техас Луизиана	1130 850	200	0,1…0,3	0,34…5,52	1970-е
ChemischeWerk Huls	Германия	2830	220	0,1…0,3	2,48	1938
ICI, Teeside	Англия	566	16	–	5,17	1970-е
Air Liquide	Франция, Бельгия	480	340	0,1	10,14	1980-е
Shell Canada	Scotford, AB	2490	9	0,8	0,45	2002

Источник: расчёты выполнены на основе данных [63].

Пропускная способность магистральных водородных трубопроводов (таблица 33) длиной более 200 км составляет от 43 до 254 кг H_2 в сутки.

В настоящее время в США эксплуатируется около 2500 км водородных трубопроводов [64]. Высокие первоначальные капитальные затраты на строительство нового трубопровода являются серьёзным препятствием для расширения инфраструктуры доставки водорода по трубопроводам [63, 64].

При этом, в работе [63] отмечается, что за все годы работы водородных трубопроводных систем в Северной Америке и Европе не наблюдалось проблем, связанных с водородным охрупчиванием и безопасностью.

Существующие трубопроводы природного газа

Отказ от использования ископаемых видов топлива (угля, нефти, природного газа) и переход на водородную энергетику (экономику) потребует развития системы транспортировки и хранения водорода в огромных масштабах.

В целях снижения стоимости перехода экономики на «зелёный» водород рассматривается возможность использования существующей газотранспортной системы для передачи водорода. Преобразование трубопроводов природного газа для транспортировки смеси природного газа и водорода (примерно до 15% водорода) может потребовать лишь незначительных модификаций трубопровода [64, 65].

Инициатива «European Hydrogen Backbone» (EHB), включающая 12 европейских газовых инфраструктурных компаний из 11 стран Европы, предлагает к 2040 году создать сеть транспортировки и дистрибуции водородного топлива протяженностью 39,7 тыс. км, которая объединит 21 страну Европы. Причём, около 69% водородной сети будет составлять переоборудованная под транспортировку водорода существующая газовая инфраструктура [66].

Данный подход позволит значительно сократить инвестиции в формирование водородной инфраструктуры, но вопрос о возможном водородном охрупчивании стальных конструкций в настоящее время не решён. Существующая инфраструктура природного газа может оказаться непригодной для транспортировки и распределения водорода в силу использования недостаточно качественного металла в этих системах [63, 64, 67].

Требуемые объёмы реконструкции и переоборудования существующей газовой инфраструктуры с учётом обеспечения необходимого уровня надёжности и безопасности будут определяться в результате дальнейшего выполнения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ [64, 66].

5.2.2. Транспортировка автомобильным и железнодорожным транспортом

Транспортировка жидкого водорода

Использование сжиженного водорода в качестве топлива в ракетно-космической отрасли явилось причиной активного развития технологий хранения и транспортировки сжиженного водорода.

При транспортировке жидкого водорода неизбежны потери, вызванные непрерывным испарением водорода и обусловленные выполнением технологических операций. В таблице 34 представлены данные о потерях жидкого водорода при транспортировке [63].

Таблица 34. Транспортировка сжиженного водорода автомобильным транспортом.

Показатель	Ед. изм.	Значение
Ёмкость	$м^3$	25 и 45
Потери водорода:		
- от несовершенства вакуумной теплоизоляции цистерны	% от объёма ёмкости в сутки	0,5
- на создание перепада давления между установкой сжижения и ёмкостью	% от объёма ёмкости за раз	1,5
- при каждой заправке автоцистерны имеются потери, связанные с испарением первой порции водорода	% от объёма ёмкости за раз	4
- при одноразовом захолаживании автоцистерны (захолаживание производится не менее 2 раз в год)	% от объёма ёмкости за раз	15
- из цистерны отбирается не весь водород (некоторое количество жидкого водорода остаётся для охлаждения)	% от объёма ёмкости в сутки	0,5

Транспортировка сжиженного водорода железнодорожным транспортом возможна в железнодорожных цистернах ёмкостью более 100 м^3. Потери от несовершенства вакуумной теплоизоляции железнодорожной цистерны составляют 1,2% в сутки [68].

Опыт транспортировки сжиженного водорода LH2-танкерами в настоящее время отсутствует. Первый в мире построенный LH2-танкер «Suiso Frontier» ёмкостью 1250 м^3 был представлен Kawasaki Heavy Industries Ltd. 24 мая 2021 года. LH2-танкер «Suiso Frontier» способен перевозить 75 тонн сжиженного водорода. Первая партия сжиженного водорода из Австралии должна прийти в Японию весной 2022 года [69, 70]. В случае успешных испытаний Kawasaki Heavy Industries Ltd. планирует построить ещё 80 LH2-танкеров большей грузоподъёмностью для перевозки 9 млн тонн сжиженного водорода.

Перевод к 2050 году 75% автотранспорта Германии на топливные элементы потребует в общей сложности строительства 9968 заправочных станций. Транспортировка водорода автотранспортом от производителей до заправочных станций приведёт к значительному росту загруженности автомагистралей, что потребует улучшения транспортной инфраструктуры [62]. Необходимо отметить, что данные оценки загруженности автомагистралей были выполнены только для потребности перевода 75% автотранспорта на водород без учёта потребности в водороде других потребителей.

Таким образом, потери сжиженного водорода имеют место при перевозках автомобильным, железнодорожным и морским транспортом при заправке, захолаживании и поддержания низких температур.

5.2.3. Транспортировка водорода с помощью носителей

В качестве эффективных носителей водорода могут быть использованы водородоёмкие химические соединения, такие как аммиак и углеводороды (таблица 35).

Таблица 35. Транспортировка водорода с помощью носителей.

Показатель	Природный газ (метан 92-98%)		Аммиак	Водород		Гидриды
	Сжатый	Сжи-жен.		Сжатый	Сжижен.	
Формула	CH_4	CH_4	NH_3	H_2	H_2	MeH_n
Массовая доля H_2, %	25	25	17,6	100	100	< 2
Агрегатное состояние	газообр.	жидкое	жидкое	газообр.	жидкое	твердое
Температура сжижения, К	110,65	110,65	239,76	20,28	20,28	-
Теплотворная способность, МДж/кг	48	48	-	120	120	-
Параметры топлива при транспорте:	-	-	-	-	-	-
температура, С	наруж. воздуха	< -162	< -33	наруж. воздуха	< -253	наруж. воздуха
давление, МПа	0,3-1,2	1,2-25,0	0,1	7-14**	0,2-35	0,1
Концентрация взрывоопасной смеси в воздухе, %	4,4-17	4,4-17	15-33,6	4-75	4-75	-
Токсичность на воздухе	безвре-ден	безвре-ден	токсичен	безвре-ден	безвре-ден	токсич-ные
Балласт для доставки водорода	углерод	углерод	азот	-	-	металл
Операции с балластом после доставки водорода	склади-рование	склади-рование	-	-	-	возврат

При транспортировке с использованием метана массовая доля водорода составит 25%, с использованием аммиака – 17,6%, а с использованием гидридов металлов – менее 2%.

Учитывая планы по декарбонизации мировой экономики, основной проблемой транспортировки водорода с использованием CH_4 является необходимость утилизации либо чистого углерода, либо углекислого газа.

В результате химической реакции из аммиака (NH_3) получаются водород (H_2) и азот (N_2). Азот является нейтральным к парниковому эффекту газом. Основными проблемами транспортировки водорода с использованием аммиака являются: токсичность аммиака; низкий КПД цикла – около 60%.

При транспортировке водорода с использованием гидридов металлов основной проблемой является малая массовая доля водорода. Для перевозки 1 тонны водорода требуется более 49 тонн гидридов металла.

При переходе на водородное топливо может значительно измениться потребность в средствах доставки по сравнению с ископаемыми видами топлива. Для сравнения эффективности вариантов транспортировки необходимо сравнить показатели энергии на единицу объёма перевозимого энергоносителя.

Для выполнения оценки при транспортировке жидкого и газообразного видов топлива учитывается действительная плотность[4] вещества, а при транспортировке каменных углей – насыпная плотность[5].

В таблице 36 приведены характеристики и удельная плотность энергии перевозимых видов топлива.

Таблица 36. Характеристики видов топлива.

Топливо	Qрн	Плотность топлива/ перевозки		Плотность энергии	
		действи-тельная	насыпная	абсолют-ная	относи-тельная
	МДж/кг	кг/м^3	кг/м^3	МДж/м^3	%
Бензин А-72 (ГОСТ 2084-67)	44,2	720		31824	100,00
Водород норм.	119,83	0,08987		11	0,03
Водород сжатый	119,83	62,909		7538	23,69
Водород сжиженный	119,83	70,77		8480	26,65
Метан норм.	50	0,6682		33	0,10
Метан сжатый	50	467,74		23387	73,49
СПГ	46,73	450		21027	66,07
Уголь марка Д (длиннопламенные)	32,45	1350	700-800	22715	71,38
Антрациты марка А	35,27	1500-1700	800	28216	88,66

[4] Действительная плотность – это соотношение массы образца к его объёму без учёта пор.
[5] Соотношение массы и объёма каменного угля при свободной засыпке называют насыпной плотностью.

Плотность энергии в 1 м^3 сжатого водорода при давлении 700 атм:

- в 4,2 раза ниже, чем у бензина А-72;
- в 3,1 раз ниже, чем у метана сжатого;
- в 2,8 раза ниже, чем у СПГ;
- в 3,0 раза ниже, чем у угля марки Д;
- в 3,7 раза ниже, чем у угля марки А.

Плотность энергии в 1 м^3 сжиженного водорода:

- в 3,8 раза ниже, чем у бензина А-72;
- в 2,8 раз ниже, чем у метана сжатого при давлении 700 атм;
- в 2,5 раза ниже, чем у СПГ;
- в 2,7 раза ниже, чем у угля марки Д;
- в 3,3 раза ниже, чем у угля марки А.

Таким образом, в случае перехода на водородное топливо для перевозки одинакового количества энергии потребуется в 2,5-4,2 раза больше транспортных средств, чем при перевозке бензина, метана, каменного угля.

Отдельным вопросом является соответствие пропускной способности существующей транспортной инфраструктуры в результате значительного роста количества автомобильного, железнодорожного и морского транспорта для перевозки водорода.

Таким образом, в настоящее время не решены вопросы транспортировки водорода на большие расстояния в требуемых объёмах по приемлемой для мировой экономике цене. Существующие разработки находятся на стадиях идей, НИОКР и опытно-промышленной эксплуатации.

5.3. Изменение материалоёмкости энергосистемы при переходе к водородной энергетике

Оценка изменения материалоёмкости энергосистемы Европейского союза к 2050 году при переходе на «зелёный» водород выполнена на основании следующих предположений:

- производство электрической энергии осуществляется, в первую очередь, ВИЭ;
- газовые электростанции резервируют риски неравномерности и малой предсказуемости производства электроэнергии ВИЭ;
- установленная мощность ГЭС не увеличивается;
- все АЭС выводятся из эксплуатации;
- все электростанции в единую электрическую сеть;
- повышение пропускной способности электрических сетей осуществляется за счёт применения аккумуляторов электроэнергии на ВЭС и СЭС;
- существующая газотранспортная инфраструктура обеспечивает резервирование природного газа для работы газовых электростанций в пиковом режиме;
- производство водорода размещено на морском побережье;
- осуществляется транспортировка водорода потребителям;
- обеспечение баланса производства и потребления водорода осуществляется за счёт системы хранения водорода у производителей и потребителей;

• дистиллированная вода для электролизёров производится из морской (океанской) воды, дистиллированная вода используется в месте её производства для получения водорода в процессе электролиза, отсутствует необходимость в транспортировке дистиллированной воды.

5.3.1. Электрические станции

Сравнение материалоёмкости разного типа электростанций приведено в таблице 37.

Результаты оценки материалоёмкости энергосистемы ЕС при переходе на «зелёный» водород приведены в таблице 38.

Таблица 37. Сравнение показателей материалоёмкости электростанций.

Показатель	Ед. изм.	Тип электростанции				
		ВЭС	СЭС	ПГУ	ПСУ	АЭС
Мощность	МВт	7,5	1	450	300	1200
Удельная материалоёмкость	кг/кВт	801,6	114	46,1	<80	<750
КИУМ[6]	%	27,4	16	90	90	90
Удельная материалоёмкость	кг/кВт·ч	2926	713	51	<89	<833

Таблица 38. Оценка материалоёмкости производства электрической энергии при переходе энергосистемы ЕС на «зелёный» водород.

Электростанция	ЕС 28 (2017 год)		ЕС 28 (2050 год)		Материалоёмкость	
	Nэ/э	Удельная материало-ёмкость	Nэ/э	Удельная материало-ёмкость	2017 г.	2050 г.
	ГВт	кг/кВт	ГВт	кг/кВт	млрд т	млрд т
ВЭС	169	800	5655	800	135,2	4524,0
СЭС	109	114	3658	114	12,4	417,0
ТЭС[7]	455	60	199	55	27,3	10,9
АЭС	121	750	-	-	90,8	-
Всего	854		9512		265,7	4952,0

Рост материалоёмкости энергосистемы оценивается в 18,6 раза при условии вывода из эксплуатации АЭС.

[6] Оценка максимально возможного значение КИУМ для указанных типов электростанций с учётом сервисного обслуживания.

[7] Установленная мощность ТЭС в 2050 году принята на основании прогноза METIS-1.5C для обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме ЕС, не учитывает рост объёма резерва газовых электростанций при переходе на «зелёный» водород.

Основными факторами роста материалоёмкости энергосистемы являются рост установленной мощности ВЭС и СЭС, а также более высокие показатели удельной материалоёмкости ВЭС и СЭС по сравнению с газовыми тепловыми электростанциями.

Необходимо отметить, что при переходе экономики ЕС на «зелёный» водород для резервирования сезонной и суточной неравномерности, а также низкой прогнозируемости производства электроэнергии ВЭС и СЭС может потребоваться кратный рост установленной мощности газовых тепловых электростанций в энергосистеме, что приведёт к дополнительному росту материалоёмкости.

5.3.2. Электрические сети

Существующая система электрических сетей в Европейском союзе обеспечивает передачу ежегодно 3294 ТВт·ч электрической энергии[8].

Объём передаваемой электрической энергии при переходе на «зелёный» водород вырастет в 5,7 раза до 18884 ТВт·ч в год[9], из которых потребление электролизёров, предназначенных для производства водорода, составит 15590 ТВт·ч (82,5%).

Важно отметить, что для размещения ВЭС и СЭС потребуются значительные площади на территории всего Европейского союза [10], а основные потребители (электролизёры) будут находиться на побережье. Таким образом, основным направлением передачи электрической энергии будет направление на заводы по производству водорода методом электролиза воды.

Учитывая, что КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме ЕС более чем в 2 раза ниже, чем для АЭС и ТЭС. Таким образом, существует потребность в десятикратном росте пропускной способности электрических сетей.

За счёт применения аккумуляторных батарей можно повысить плотность передачи электроэнергии по электрическим сетям, что приведёт к снижению требуемого роста пропускной способности до 2,5-3 раз.

5.3.3. Накопители электроэнергии

Для повышения эффективности использования пропускной способности электрических сетей потребуется массовое внедрение аккумуляторных батарей на ВЭС и СЭС.

В соответствии с прогнозом METIS-Baseline потребность в аккумуляторных батареях в энергосистеме ЕС составит 67 ГВт на 2030 год.

Для перехода экономики ЕС к 2050 году на «зелёный» водород потребность в аккумуляторах будет в разы выше.

5.3.4. Газотранспортная система

Учитывая потребность в резервировании электрической мощности газовыми электростанциями предполагается сохранение существующей магистральной трубопроводной системы и подземных хранилищ природного газа до 2050 года.

---

[8] По данным на 2017 год.
[9] См. п. 3.1.
[10] См. п. 3.5.

При переходе экономики ЕС на «зелёный» водород предполагается частичное перепрофилирование существующих магистральных трубопроводов природного газа для транспортировки водорода, а также строительство новых специализированных трубопроводов водорода.

При одинаковых условиях (давлении и температуре) для передачи равного количества энергии пропускная способность водородопроводов должна быть в 3 раза выше пропускной способности газопроводов. Объём хранилищ водорода для одинаковых давления и запасённой энергии должен в 3 раза превышать объём подземных хранилищ природного газа.

Аналогичная ситуация для транспортировки водорода автомобильным, железнодорожным, речным и морским транспортом. В случае перехода на водородное топливо для перевозки одинакового количества энергии потребуется в 2,5-4,2 раза больше транспортных средств, чем при перевозке бензина, метана, каменного угля.

Отдельным вопросом является будущее распределительной газотранспортной системы природного газа. В случае необходимости резервирования систем теплоснабжения может потребоваться сохранение распределительной трубопроводной системы природного газа.

5.3.5. Топливные элементы

За счёт более высокого КПД топливных элементов, чем у двигателей внутреннего сгорания (ДВС), возможно снижение потребности экономики ЕС в «зелёном» водороде, что приведёт к снижению материалоёмкости энергосистемы.

Однако при расчётах необходимо учитывать, что полная масса энергетических систем, использующих топливные элементы, значительно превышает полную массу систем на базе ДВС. Учитывая технологические ограничения эксплуатации топливных элементов, автомобильный транспорт оснащается дополнительно аккумуляторными батареями, электрическая мощность которых превышает мощность топливных элементов.

Выводы по главе 5

1. При переходе энергосистемы на «зелёный» водород происходит рост её материалоёмкости в результате снижения КИУМ и роста удельных показателей материалоёмкости оборудования в энергосистеме.

2. Рост материалоёмкости электростанций энергосистемы оценивается в 18,6 раза при условии вывода из эксплуатации АЭС.

3. Объём передаваемой электрической энергии вырастет в 5,7 раза с 3294 ТВт·ч до 18884 ТВт·ч в год, из которых потребление электролизёров, предназначенных для производства водорода, составит 15590 ТВт·ч (82,5%). Учитывая, что КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме ЕС более чем в 2 раза ниже, чем для АЭС и ТЭС, существует потребность в десятикратном росте пропускной способности электрических сетей.

4. При одинаковых условиях (давлении и температуре) для передачи равного количества энергии пропускная способность водородопроводов должна быть в 3 раза выше пропускной способности газопроводов. Объём хранилищ водорода для одинаковых давления и запасённой энергии должен в 3 раза превышать объём подземных хранилищ природного газа.

5. В случае перехода на водородное топливо для перевозки одинакового количества энергии потребуется в 2,5 – 4,2 раза больше транспортных средств, чем при перевозке бензина, метана, каменного угля.

6. Для обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме потребуется внедрение аккумуляторных батарей с установленной мощностью в десятки ГВт.

7. Рост материалоёмкости энергосистемы сопровождается также и изменением структуры материальных ресурсов. Доля бетона в материалах, используемых при строительстве АЭС и ТЭС, составляет около 80%. При переходе энергосистемы на «зелёный» водород растёт доля полупроводников, углепластика, цветных и редкоземельных металлов: в качестве катализатора в топливных элементах – платина; для производства аккумуляторных батарей – литий; для борьбы с водородным охрупчиванием трубопроводов – титан и пластик; при изготовлении солнечных панелей – кадмий; активно используются марганец, никель, кобальт.

8. Рост материалоёмкости энергосистемы Европейского союза приведёт к росту добычи и переработки полезных ископаемых.

Глава 6. Экологическое давление на окружающую среду при переходе к водородной экономике

Углекислый газ не является единственным парниковым газом в атмосфере Земли. Кроме CO_2 к парниковым газам относятся водяной пар, озон, метан, закись азота и другие. В таблице 39 представлены результаты оценки индивидуального вклада газов в парниковый эффект [71].

Таблица 39. Вклад газов в парниковый эффект (длинноволновое излучение) [71].

Газ	Индивидуальный вклад		Вклад с учётом наложения	
	ясная	пасмурная	ясная	пасмурная
	%	%	%	%
H_2O	56,8	57,0	60,0	59,3
CO_2	23,2	25,6	25,6	27,9
наложение H_2O-CO_2	5,6	4,7		
O_3	6,4	8,1	8,0	8,1
наложение с O_3	1,6			
CH_4 + N_2O + наложение	6,4	4,7	6,4	4,7
Всего:	100	100	100	100

Основным парниковым газом в атмосфере является водяной пар. Доля водяного пара в парниковый эффект в ясную погоду с учётом наложения спектров составляет 60%, в то время как вклад углекислого газа – 25,6%. В пасмурную погоду вклад водяного пара оценивается в 59,3%, а углекислого газа – 27,9%.

Вклад озона, метана и закиси азота в парниковый эффект составляет около 14,4% в ясную погоду и 12,8% в пасмурную.

Для удобства сравнения влияния различных газов на парниковый эффект, разработки программ борьбы с изменением климата и контроля за их исполнением выбросы различных парниковых газов выражают в общей единице, называемой «выбросы в CO_2 эквиваленте». Парниковая активность соединений выражается через так называемые «потенциалы глобального потепления» (ПГП) – специальные коэффициенты, рассчитываемые для каждого газа исходя из способности его молекул задерживать солнечную радиацию.

В таблице 40 представлены коэффициенты для расчёта выбросов парниковых газов в CO_2 эквиваленте [72]. За единицу принимается ПГП CO_2.

Потенциал глобального потепления метана за 20 лет в 84 раза выше, чем у углекислого газа. За 20 лет одна тонна метана удерживает в атмосфере столько же тепла, сколько 84 тонны CO_2, а за 100 лет – сколько 28 тонн CO_2.

Время существования метана в атмосфере составляет 12,4 года, закиси азота – 121 год. Углекислый газ относится к долгоживущим газам, время существования которого в атмосфере варьируется.

Таблица 40. Коэффициенты для расчёта выбросов газов в эквиваленте CO_2 [72].

Парниковый газ	Время существования в атмосфере (год)	Потенциал глобального потепления (GWP)		Потенциал глобального изменения температуры (GTP)	
		Совокупное воздействие за 20 лет	Совокупное воздействие за 100 лет	Изменение температуры через 20 лет	Изменение температуры через 100 лет
CO_2	-	1	1	1	1
CH_4	12,4	84	28	67	4
N_2O	121,0	264	265	277	234
CF_4	50,000.0	4880	6630	5270	8040
HFC-152a	1,5	506	138	174	19

Потенциал глобального потепления метана за 20 лет в 84 раза выше, чем у углекислого газа. За 20 лет одна тонна метана удерживает в атмосфере столько же тепла, сколько 84 тонны CO_2, а за 100 лет – сколько 28 тонн CO_2.

Время существования метана в атмосфере составляет 12,4 года, закиси азота – 121 год. Углекислый газ относится к долгоживущим газам, время существования которого в атмосфере варьируется.

Важно отметить, что потенциал глобального потепления сравнивает компоненты на основе радиационного воздействия, интегрированные до выбранного временного горизонта. Потенциал глобального изменения температуры основан на температурной реакции в определённый момент времени без учета температурной реакции до или после выбранного момента времени.

6.1. Выбросы водяного пара

Техногенные выбросы водяного пара в атмосферу оказывают влияние на локальные климатические изменения: формирование облаков и количество солнечных дней в мегаполисе [17].

Отношение среднесуточного количества водяного пара, получаемого в результате производства тепловой и электрической энергии на электрических станциях и котельных, расположенных в Москве, к максимальному количеству в атмосфере при 0 °C у поверхности земли составит для километрового слоя – 8,7%, для 500-метрового слоя – 14,6%, для 200-метрового слоя – 35,1%. Учитывая, что фактическое количество водяного пара в атмосфере обычно меньше максимально возможного, следовательно, отношение количества водяного пара, получаемого в результате работы ТЭЦ и котельных, к естественному фону ещё больше [17].

В атмосферу Москвы от ТЭЦ и котельных поступает тепло вместе с уходящими продуктами горения топлива в среднем около $8{,}8\times10^9$ кДж, а также тепло, выделяемое в процессе конденсации водяного пара, в среднем около $20{,}9\times10^9$ кДж в час. Выброс продуктов сгорания топлива осуществляется через трубы, высота которых на ТЭЦ в Москве составляет от 60 до 250 метров (рисунок 56).

Рисунок 56. ТЭЦ-20 ПАО «Мосэнерго», г. Москва.

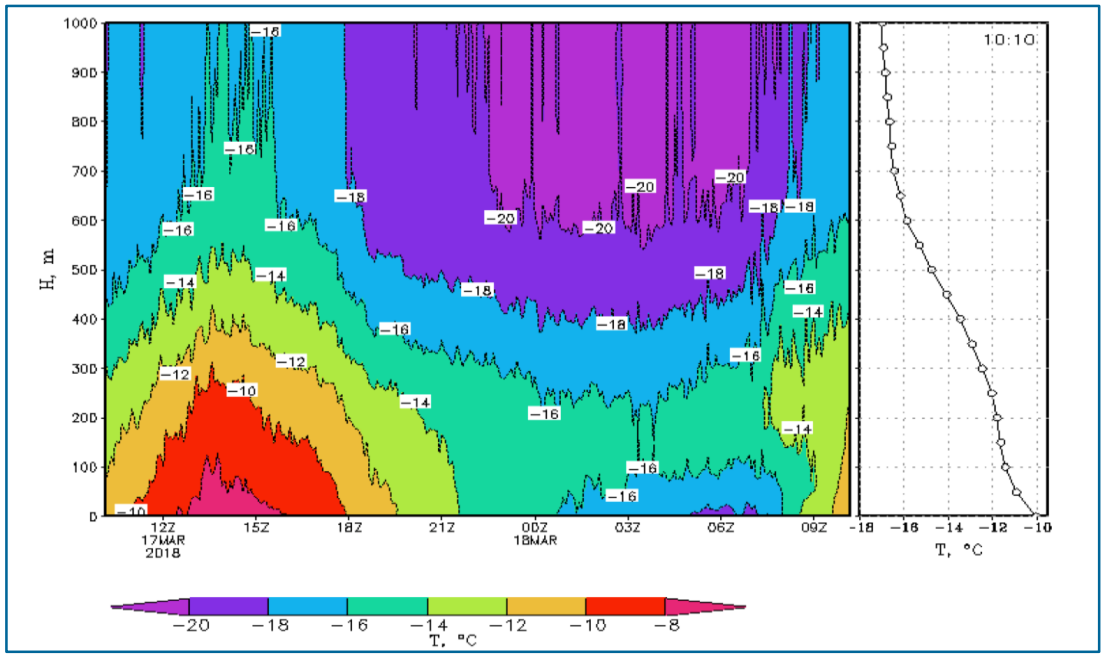


Рисунок 57. Вертикальное распределение температуры в Москве за период с 10:00 17 марта по 10:00 18 марта 2018 года [17].
Координаты профилемера: ФГБУ Центральная аэрологическая обсерватория, Московская обл., г. Долгопрудный, ул. Первомайская, 3 (55°55´32´´N, 37°31´23´´E).

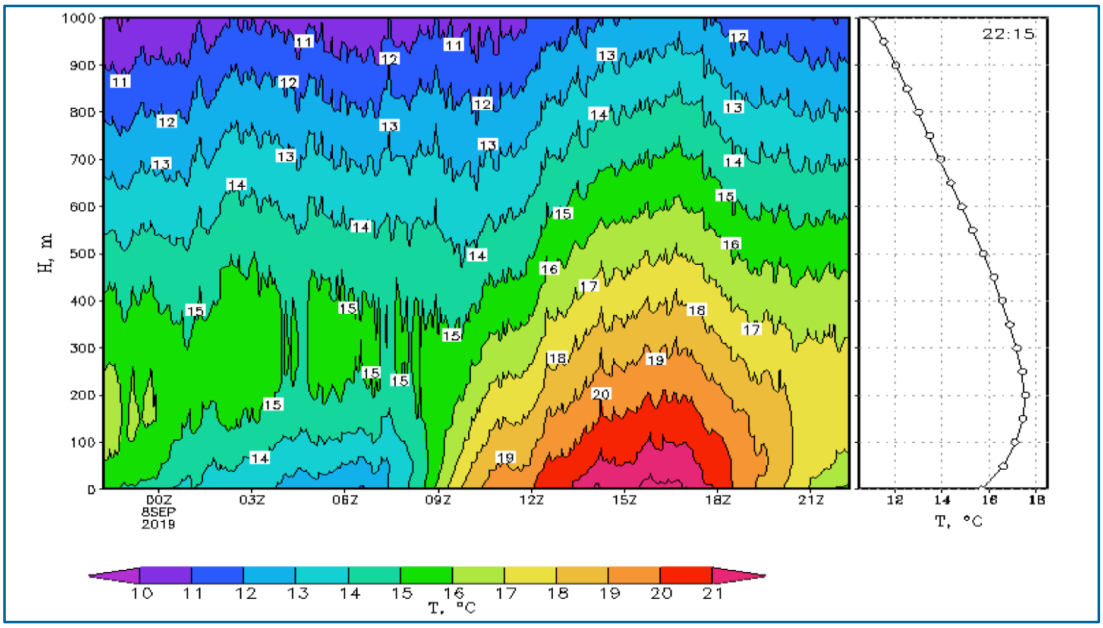


Рисунок 58. Вертикальное распределение температуры в Москве за период с 22:00 7 сентября по 22:00 8 сентября 2019 года [17].
Координаты профилемера: ФГБУ Центральная аэрологическая обсерватория, Московская обл., г. Долгопрудный, ул. Первомайская, 3 (55°55´32´´N, 37°31´23´´E).

В результате выбросов тепла над территорией города на высоте от 60 до 400 метров может формироваться область с повышенной температурой воздуха (рис. 57 и 58).

На рисунке 59 представлена зависимость доли ясных дней и температуры воздуха в Москве в октябре-январе за период с 1997 года по 2017 год.

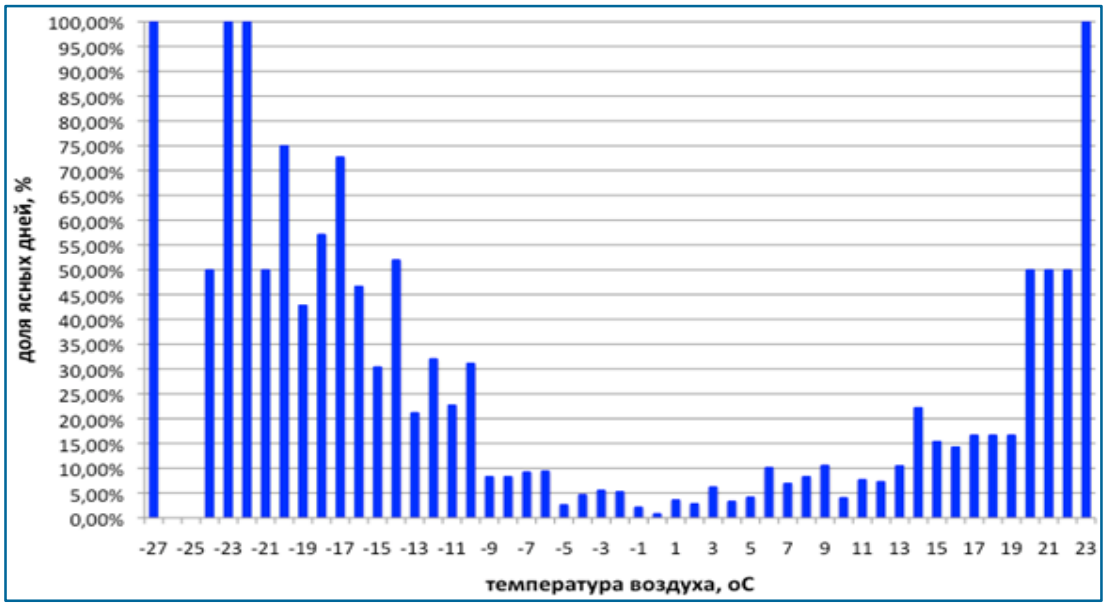


Рисунок 59. Зависимость количества ясных дней от температуры воздуха в Москве за период октябрь-январь [17].

Из графика видно, что минимальное значение доли солнечных дней наблюдается при температурах около 0 °C. Зависимость доли ясных дней от температуры воздуха имеет ярко выраженный параболический вид. При снижении температуры ниже –14 °C и росте температуры выше +20 °C отмечен рост доли ясных дней выше 50%.

В настоящее время выбросы парникового газа в атмосферу Москвы от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта оцениваются в 93 млн тонн в год. Среднесуточная площадь облаков может достигать 12,7 тысяч км^2, что превосходит площадь Москвы в пределах МКАД в 14,5 раз [17].

За период с 1950 по 2016 год рост массы водяного пара в атмосфере Москвы для ноября составил 26,7% [17].

Для получения одинакового количества энергии при использовании водорода в качестве топлива выделится водяного пара на 56,7% больше, чем при использовании метана. Таким образом, при переходе на водородное топливо выбросы водяного пара в атмосферу Москвы могут превысить 145 млн тонн в год.

Принимая во внимание, что одним из основных парниковых газов в атмосфере является водяной пар, то переход на повсеместное использование водородного топлива может привести к росту парникового эффекта. Поэтому, с точки зрения снижения выбросов парниковых газов, переход экономики на «зелёный» водород требует дополнительного изучения.

6.2. Выбросы водорода

Как отмечалось в начале раздела, молекулярный водород может оказывать влияние на парниковый эффект за счёт замедления распада метана в нижних слоях атмосферы.

Оценка концентрации водорода в атмосфере Земли за последние 150 лет [73] показала, что его содержание в XX веке выросло примерно на 70%. Данный рост может быть объяснён деятельностью человека.

При переходе мировой экономики на «зелёный» водород, объёмы антропогенных выбросов H_2 в атмосферу резко увеличатся. Причиной этому будут неизбежные утечки водорода в атмосферу при его производстве, хранении, транспортировке и использовании.

Как повлияет рост концентрации молекулярного водорода в атмосфере Земли на парниковый эффект в новых условиях, требует дополнительного изучения.

6.3. Выбросы оксидов азота

Выбросы оксидов азота (NOx) регламентируются как внутренним законодательством стран, так и межграничными соглашениями.

Действие оксида азота (NO) на человека подобно угарному газу. Он не раздражает дыхательные пути, и поэтому человек может его не почувствовать. Но при этом, оксид азота в крови переводит гемоглобин в форму, не способную переносить кислород.

Диоксид азота (NO_2) раздражает слизистые оболочки дыхательных путей. Концентрация NO_2, превышающая 200 ppm, считается летальной.

Выбросы NOx считаются одной из основных причин образования фотохимического смога.

Экологические нормы EBPO для автомобильного топлива, начиная с EBPO-3, направлены на снижение выбросов NOx (таблица 41 [74]).

Таблица 41. Допустимые выбросы для автомобильного топлива.

Экологический стандарт	Оксид углерода (CO)	Углерод	Летучие органические вещества	Оксид азота (NO_2)	HC+NOx	Взвешенные частицы (PM)
Для дизельного двигателя						
Евро-1	2,72 (3,16)	-	-	-	0,97 (1,13)	0,14 (0,18)
Евро-2	1,00	-	-	-	0,70	0,08
Евро-3	0,64	-	-	0,50	0,56	0,05
Евро-4	0,50	-	-	0,25	0,30	0,025
Евро-5	0,50	-	-	0,18	0,23	0,005
Евро-6	0,50	-	-	0,08	0,17	0,005
Для бензинового двигателя						
Евро-1	2,72 (3,16)	-	-	-	0,97 (1,13)	-
Евро-2	2,20	-	-	-	0,50	-
Евро-3	2,30	0,2	-	0,15	-	-
Евро-4	1,00	0,1	-	0,08	-	-
Евро-5	1,00	0,1	0,068	0,06	-	0,005
Евро-6	1,00	0,1	0,068	0,06	-	0,005
Евро-60 temp	1,00	0,1	0,068	0,06	-	0,0045

Оксид азота образуется при сжигании топлива в воздухе. От его образования не возможно избавиться путём смены типа топлива.

Основная масса выбросов NOx в реальных устройствах приходится на высокотемпературный механизм Зельдовича.

Его концентрация в уходящих дымовых газах пропорциональна температуре пламени, длительности пребывания дымовых газов в зоне высокой температуры, а также зависит от парциального давления кислорода в данной зоне [75].

Большинство разработанных к настоящему времени способов снижения выбросов NOx направлено на снижение максимальной температуры в зоне горения и на сокращение времени пребывания реагентов в этой зоне.

Так как температура горения водорода значительно выше температуры горения природного газа, следовательно, в процессе сжигания водорода, при прочих равных условиях, должны значительно интенсивнее образовываться NOx.

Помимо этого, при использовании чистого водорода или обогащённых им смесей с природным газом, также необходимо учитывать техническую возможность работы существующего оборудования в новых теплонапряжённых условиях.

6.4. Утилизация выработавших ресурс ВЭС и СЭС

6.4.1. Утилизация ВЭС

Для перехода экономики Европейского союза на «зелёный» водород, как было показано выше, установленная мощность ВЭС оценивается в 5655 ГВт [15]. Количество ВЭС в энергосистеме ЕС в данном случае составит более 2,8 млн единиц при средней мощности электростанции около 2 МВт. При среднем сроке службы ВЭС 20 лет ежегодно потребуется утилизировать более 140 тысяч электростанций.

В настоящее время ВЭУ уже имеют коэффициент переработки от 85 до 90% [76].

Не решённой задачей остаётся утилизация в промышленных объёмах лопастей ВЭУ. Лопасти, изготовленные из композитных материалов, способны выдерживать ураганные ветры и экстремальные температуры. Для их переработки требуются специфические условия, создание которых снижает общую экономическую эффективность ВЭУ.

В США из-за отсутствия технологий утилизации было принято решение о временном захоронении лопастей на свалках в Лейк-Миллз (штат Айова), Су-Фолс (штат Южная Дакота) и Каспер (штат Вайоминг) до появления промышленных технологий, которые позволят утилизировать стекловолокно [77]. На свалке города Каспер захоронены 870 лопастей ВЭУ, в штабелях, которые достигают 30 футов (9,14 м) под землёй (рис. 60).

Рисунок 60. Захоронение лопастей ВЭУ на свалке города Каспер (штат Вайоминг).
Фото: Benjamin Rasmussen for Bloomberg Green.
Источник: [77].

Лопасти ВЭС мощностью 2 МВт имеют длину от 36 до 45 м [54]. Общая длина 420 тысяч лопастей, подлежащих утилизации каждый год в Европейском союзе, может составить от 14,7 до 18,9 тысяч км, а площадь – от 44,1 до 56,7 км^2. За 20 лет требуемая для захоронения площадь может превысить 1000 км^2.

Попытка вторичного использования лопастей для создания детских площадок была предпринята в Нидерландах. В 2008 году в центре Роттердама была открыта игровая площадка Wikado, построенная из повторно использованных лопастей демонтированной ветряной турбины (рис. 61).

Рисунок 61. Детская площадка Wikado (фото: Denis Guzzo, 2014) [78].

Благодаря повторно используемым материалам Wikado обеспечивает экономию ресурсов и энергии по сравнению со стандартной игровой площадкой, построенной из первичных материалов.

Однако безопасность детской площадки может быть поставлена под сомнение. Влияние на здоровье оказывают форма и острота лопастей ротора, его компоненты, такие как стекловолокно и эпоксидная смола. В процессе эксплуатации детской площадки было обнаружено выщелачивание некоторых желтых капель с лопастей ротора. Риск для пользователей игровой площадки заключается в контакте с открытыми стеклянными волокнами, которые являются острыми и могут порезать кожу. Проблемой для здоровья является возможное попадание мелких частиц (волокон) в органы дыхания [78].

Кожа человека может впитывать частицы стекловолокна, вызывая раздражение, известное как дерматит стекловолокна. Основной патогенетический механизм стекловолоконного дерматита представлен проникновением в кожу мелких, острых частиц, вызывающих механическое раздражение.

На рисунках 62-64 представлена часть обнаруженных дефектов лопастей ротора, являющихся результатом эксплуатации детской площадки.

Рисунок 62. Повреждённая отделка со стеклянными волокнами (фото: Piero Medici, 2011) [78].

Рисунок 63. Повреждённая и острая поверхность лопасти в результате того, что пользователи ходили и играли на ней (фото: Piero Medici, 2011) [78].

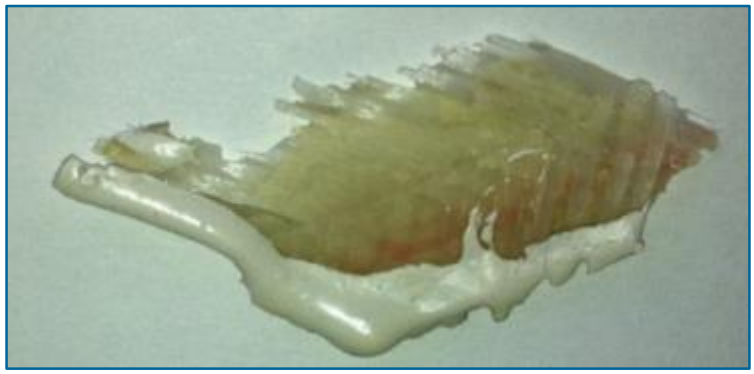


Рисунок 64. Образец острой отделки из стекловолокна, эпоксидной смолы и белой краски (фото: Piero Medici, 2011) [78].

Концепция детской площадки Wikado представляет собой интересное, устойчивое, циклическое решение с точки зрения дизайна и повторного использования компонентов и материалов. Однако у неё есть некоторые проблемы, которые необходимо решить, прежде чем концепция сможет быть воспроизведена в более широком масштабе, в первую очередь, внести улучшения, касающиеся здоровья и безопасности пользователей.

Для безопасного повторного использования компонентов и материалов ВЭУ, которые применяются для выполнения функций, отличных от тех, для которых они были первоначально разработаны, требуются чётко определённые практика и процедуры. Прежде всего необходимо, чтобы производители представляли точный состав материалов, из которых изготовлены компоненты и материалы ВЭУ, для прогнозирования возможного диапазона химических реакций внутри материалов в результате дальнейшего их использования с учётом погодных условий [78].

Таким образом, отсутствие эффективных с экономической и экологической точек зрения технологий утилизации лопастей является одним из основных препятствий считать электроэнергию, вырабатываемую ВЭС, экологически чистой.

В рамках Европейской технологической и инновационной платформы ETIPWind (European Technology and Innovation Platform on Wind Energy) были разработаны рекомендации по направлениям исследований в области утилизации, а также создания новых материалов для изготовления лопастей ВЭУ [76].

В качестве приоритетных технологий переработки отходов указаны:

- газификация (Кипящий Слой);
- сольволиз;
- фрагментации путём импульсов высокого напряжения;
- пиролиз;
- механическое шлифование;
- совместная обработка.

По мнению ETIPWind Европейский союз должен уделять приоритетное внимание финансированию НИОКР для диверсификации и расширения технологий переработки отходов, что имеет решающее значение для технологического лидерства Европы на пути глобального перехода к устойчивой энергетике. Параллельно национальные правительства должны согласовать своё применение правил ЕС по обращению с отходами, чтобы помочь развитию общеевропейского рынка переработанных композитных материалов.

В настоящее время технологии утилизации лопастей ВЭУ находятся на стадии НИОКР. Компания Vestas обещает наладить безотходное производство ветрогенераторов только к 2040 году.

В таблице 42 приведены основные технологии утилизации лопастей ВЭУ.

Таблица 42. Технологии утилизации лопастей ВЭУ.

Технология	Сильные стороны	Ограничения	Точка внимания
Газификация (Кипящий Слой)	• Очень гибкий и простой процесс; • Рекуперация энергии и потенциальных химических веществ – предшественников; • Высокая эффективность теплопередачи.	• Извлечение некачественного материала; • Экономически целесообразная производительность > 10 000 т/год; • Псевдоожиженный слой может локально разрушиться.	• Выбросы, связанные с технологическими процессами.
Сольволиз	• Извлечение чистых волокон по всей их длине; • Извлечение смолы, которую можно использовать повторно.	• Низкая эффективность; • Высокое энергопотребление из-за высокой температуры и высокого давления; • Требуется большое количество растворителей.	• Воздействие выбросов газов на здоровье человека и экотоксичность.
Импульсов Высокого Напряжения Фрагментация	• Масштабируемость для обработки больших объёмов отходов; • Низкие инвестиции.	• Доступны только лабораторные и экспериментальные машины; • Значительно снижен модуль упругости стеклянных волокон.	• Технология может быть неоптимальной для утилизации текущего запаса лопастей ветряных турбин.
Пиролиз	• Пиролизный газ и нефть могут использоваться в качестве источника энергии в одном и том же процессоре при производстве химических веществ; • Легко масштабируется; • Микроволновый пиролиз: более простое управление.	• Волокнистый продукт может содержать остатки окисления или обугливание; • Ухудшение химической структуры волокон; • Пока экономически нецелесообразно.	• Потенциальные утечки газов из камер обработки отходов.
Механическое Шлифование	• Эффективная и высокая пропускная способность.	• Экономическая эффективность; • Низкое качество вторичной переработки. Высокое содержание других материалов; • До 40% отходов материалов.	• Требуются специальные сооружения с закрытой защитной зоной для ограничения воздействия на окружающую среду.
Совместная обработка	• Высокая эффективность, быстрота и масштабируемость; • Можно обрабатывать большие количества; • Не остаётся золы.	• Потеря первоначальной формы материала; • Дополнительная энергия, необходимая для достижения высоких температур обработки.	• Выбросы загрязняющих веществ и твёрдых частиц.

6.4.2.Утилизация СЭС

Солнечные электростанции, кроме самих фотоэлектрических панелей, состоят из инверторов, системы управления и, как правило, аккумуляторных батарей, необходимых для компенсации неравномерного суточного режима потребления электроэнергии.

Солнечные панели служат в среднем 25-30 лет [79]. Средний срок службы аккумуляторных батарей составляет ~10-15 лет.

Большая часть введённых к настоящему моменту фотоэлектрических панелей будут использоваться до середины этого столетия, тогда как аккумуляторный парк СЭС придётся обновить 2-3 раза за этот период.

При строительстве СЭС [80] важно учитывать климатические особенности эксплуатации солнечных панелей и вспомогательного оборудования. Преждевременный выход из строя оборудования СЭС может быть вызван природными явлениями, такими как штормы, торнадо, ураганы, землетрясения (рис. 65). Известны случаи самовозгорания фотоэлектрических панелей [81].

Рисунок 65. Разрушение солнечной фермы в Пуэрто-Рико.

В 2014 году доля отходов фотоэлектрических панелей составила 0,1% от общего годового объёма электрических и электронных отходов в мире (e-waste) и достигла уровня в 41,8 миллиона метрических тонн [79].

По прогнозам [79] к 2050 году ожидается стократное увеличение ежегодного количества отходов фотоэлектрических панелей.

Ежегодные отходы фотоэлектрических панелей с истекшим сроком службы и вышедшими из строя по другим причинам, по прогнозам, увеличатся до более чем 60-78 миллионов метрических тонн в совокупности к 2050 году (рис. 66).

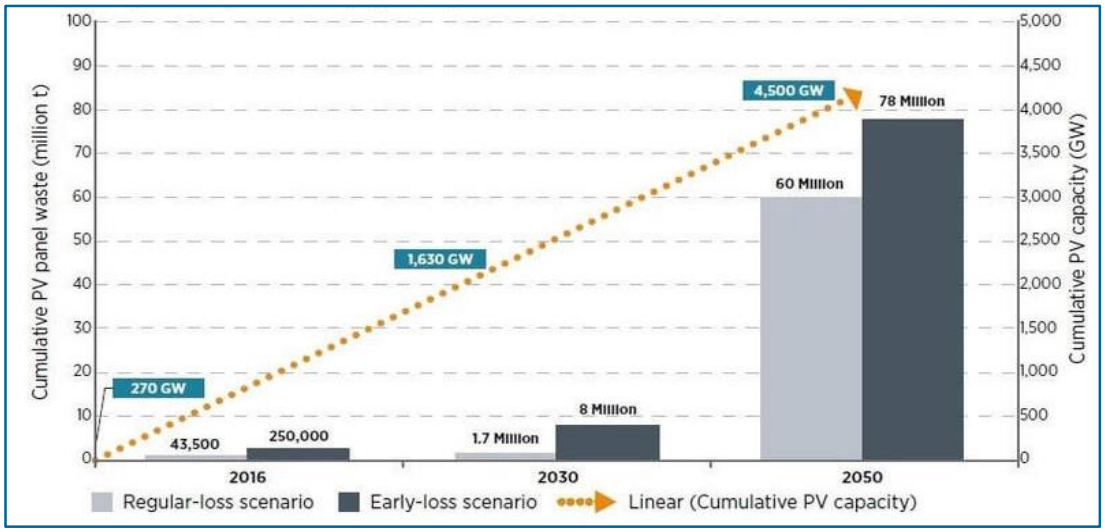


Рисунок 66. Прогноз образования отходов фотоэлектрических панелей в период 2016-2050 годы. Источник [79].

Солнечные панели и аккумуляторы содержат токсичные химические вещества, такие как кадмий, свинец и другие, которые невозможно безопасно извлечь без наличия соответствующего технологического оборудования.

Складирование вышедших из строя панелей и аккумуляторов на свалках может при разрушении приводить к загрязнению токсичными отходами почвы или даже водоёмов [82].

Опасные материалы, как правило, подпадают под строгие требования к обращению с конкретными классификациями в зависимости от юрисдикции [83].

В рамках Европейского союза первой страной, принявшей директиву ЕС WEEE, касающуюся утилизации и переработки материалов для солнечных фотоэлектрических систем, была Великобритания [84]. Затем второй страной ЕС, ратифицировавшей директиву, стала Германия, которая теперь также следует правилам WEEE [85]. В соответствии с директивой все производители или импортёры солнечных фотоэлектрических материалов, включая солнечные панели, должны зарегистрироваться в соответствии со схемой согласования продукции, в которой все данные о панелях должны предоставляться производителями [84, 85]. Кроме того, производители и импортёры должны взять на себя ответственность за обработку своей продукции с истекшим сроком службы, иначе они будут подвергнуты крупным штрафам. Более того, Европейский союз и Чешская Республика создали совместное предприятие по переработке и утилизации отработавших солнечных фотоэлектрических панелей в соответствии с директивой WEEE [85].

Согласно литературе [86, 87, 88], в течение следующих нескольких лет большинство отработавших солнечных панелей будут с кремнием (Si). Поэтому, как указано в [89], к 2040 году должны быть разработаны методы обращения с отходами солнечных фотоэлектрических батарей, главным образом путем их переработки.

В настоящее время для солнечных фотоэлектрических панелей применяются три различных типа процесса переработки: физический, термический и химический, как показано на рисунке 67 [90].

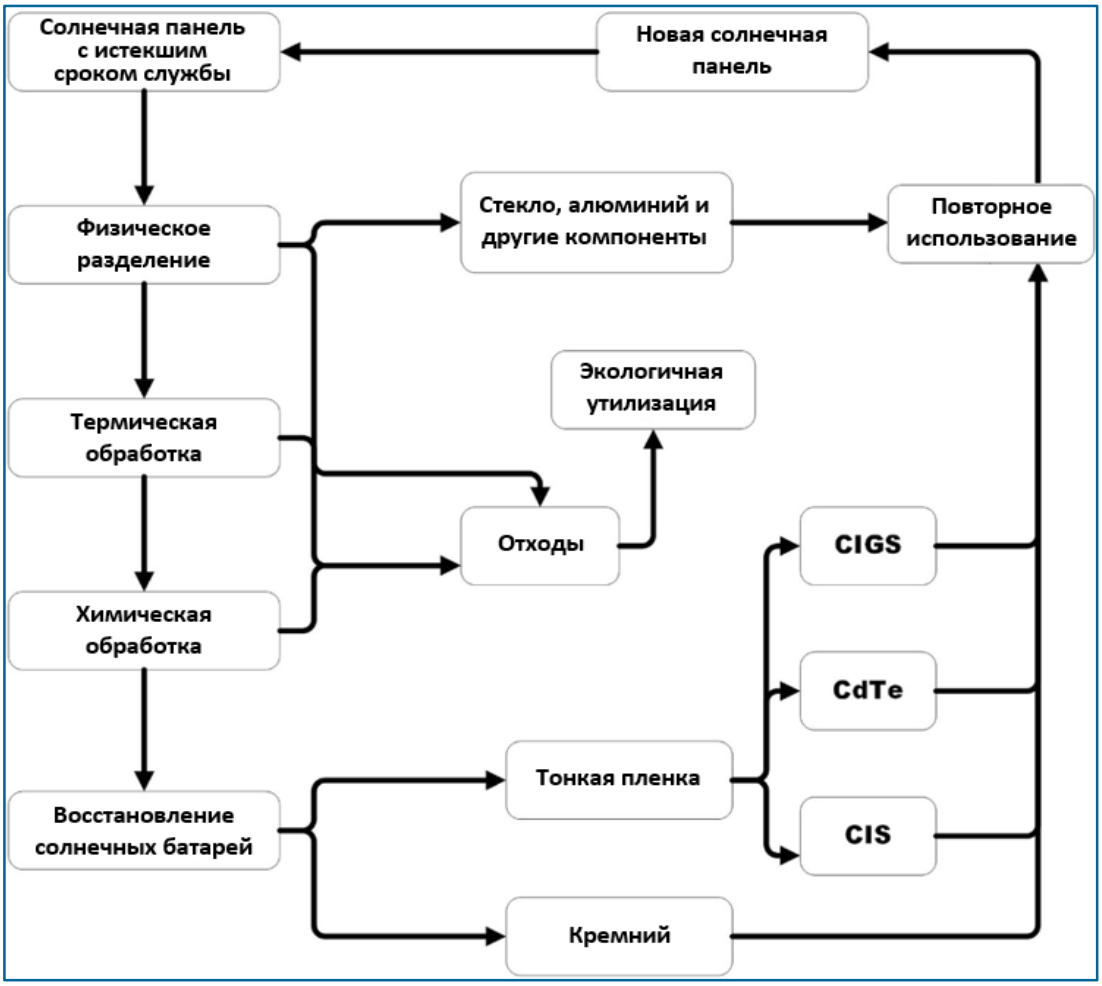


Рисунок 67. Различные процессы переработки солнечных фотоэлектрических панелей [89].

При физическом разделении в основном демонтируются алюминиевые рамы, а также распределительные коробки и встроенные кабели [90, 91].

Отдельные части фотоэлектрических модулей (панель, распределительная коробка и кабели) измельчаются для проверки индивидуальной токсичности каждой части и общей токсичности модуля для утилизации [91]. Алюминиевая рама – это последний компонент, который служит связующим компонентом, изолирует края модуля от внешней поверхности (например, чтобы избежать проникновения воды) и обеспечивает механическую прочность, сохраняя при этом общую структуру легкой [93, 94, 95].

Термическая обработка была впервые применена для разделения слоёв солнечных панелей [96, 97]. Термическое воздействие позволяет удалить легкоплавкие материалы, чтобы подготовить перерабатываемые элементы панелей для дальнейшей обработки.

Химическая обработка позволяет также удалять сложно отделимые слои солнечных панелей, чтобы подготовить их к дальнейшей переработке. В работе [98] показано применение различных органических растворителей к солнечным панелям, с помощью которых удаляли слой антибликового покрытия из этиленвинилацетата.

6.5. Утилизация выработавших ресурс топливных элементов и аккумуляторных батарей

Отсутствие негативного влияния на окружающую среду при утилизации выработавших ресурс электролизёров, аккумуляторных батарей и топливных элементов является важнейшим критерием способности перехода экономики ЕС на «зелёный» водород.

Для перехода экономики ЕС на «зелёный» водород, учитывая установленную мощность ВЭС и СЭС, установленная мощность электролизёров может превысить 9 ТВт, в то время как для обеспечения сбалансированности электрических режимов энергосистемы Европейского союза потребность в электролизёрах на 2050 год в рамках прогнозов METIS-1.5C и METIS-2C-H2X в 16 раз меньше и оценивалась в 560 и 537 ГВт соответственно.

Ресурс электролизёров типа PEM составляет от 40 до 50 тысяч часов, типа ALT от 80 до 90 тысяч часов. Таким образом, в результате планируемого водородного перехода ЕС потребуется ежегодно утилизировать от 450 до 900 ГВт электролизёров.

С точки зрения топливной и экологической эффективности наиболее приемлемым методом получения энергии у конечных потребителей может рассматриваться использование топливных элементов. Потребность экономики ЕС в топливных элементах определяется режимами их эксплуатации (КИУМ топливных элементов). Для КИУМ топливных элементов около 60% их установленная мощность может превысить 3 ТВт. Срок службы топливных элементов соответствует сроку службы электролизёров и аккумуляторных батарей. Таким образом, ежегодно потребуется утилизировать от 150 до 300 ГВт топливных элементов.

Потребность экономики Европейского союза в СЭС для перехода на «зелёный» водород оценивается в 3658 ГВт [15]. Ежегодная утилизация СЭС при среднем сроке службы 25-30 лет составит от 122 до 146 ГВт. Аккумуляторные батареи СЭС требуют более частой замены из-за меньшего срока службы.

Оценка ежегодного объёма утилизации выработавших ресурс аккумуляторных батарей, входящих в состав оборудования СЭС, может быть выполнена с использованием данных о сроке службы и материальной характеристики разного типа аккумуляторов (таблица 43).

Таблица 43. Удельная энергия разных типов аккумуляторов.

Тип аккумулятора	Материальная характеристика, кг/кВт·ч
литий-ионный	3,6
никель-солевой	7,1
никель-кадмиевый	12,5-25,0
железо-никелевый	10,0
никель-водородный	13,3
никель-металл-гидридный	13,9-16,7
никель-цинковый	16,7
свинцово-кислотный	16,7-33,3
серебряно-цинковый	более 6,7
серебряно-кадмиевый	11,1-22,2
цинк-бромный	6,9-14,3
цинк-хлорный	4,0-6,3

Источник: результаты расчётов на основании данных [99].

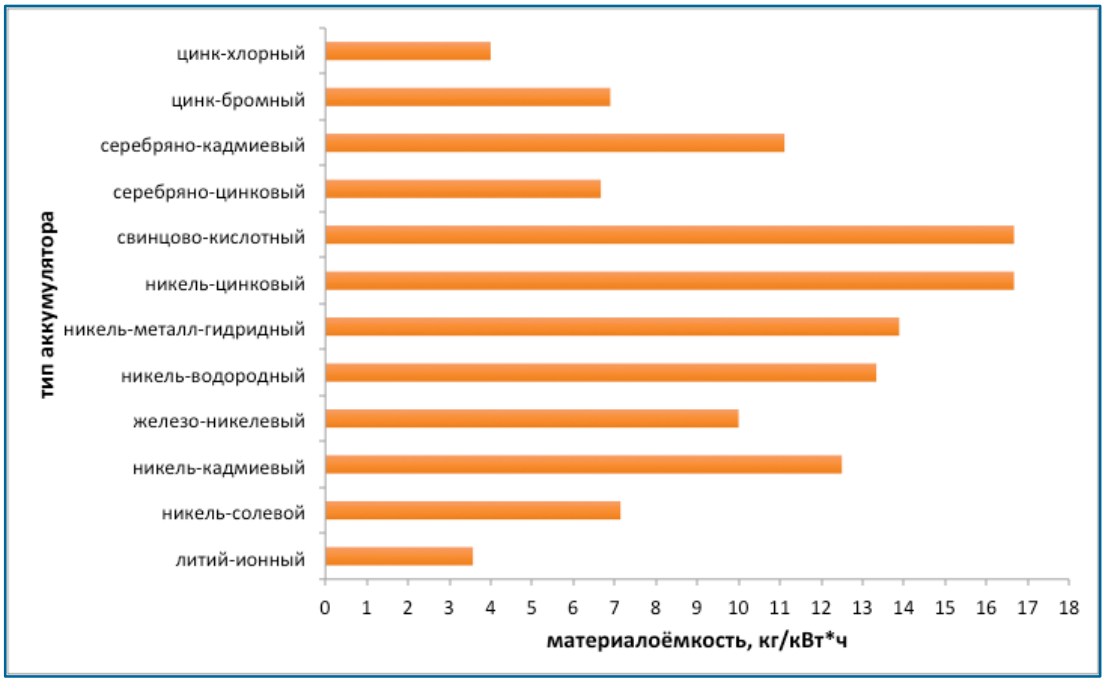


Рисунок 68. Минимальные значения материальной характеристики разного типа аккумуляторов.

Срок службы зависит от типа аккумулятора и условий эксплуатации, как правило, не превышает 10-15 лет. Поэтому для работы с СЭС используются литий-ионные аккумуляторы. Литий-ионные аккумуляторы имеют минимальную величину материальной характеристики по сравнению с другими типами аккумуляторов.

Для обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Европейского союза в соответствии с прогнозом METIS-Baseline потребность в аккумуляторных батареях составит 67 ГВт на 2030 год. Потребность в аккумуляторных батареях на 2050 год в рамках прогнозов METIS-1.5C и METIS-2C-H2X снизится до 1 и 6 ГВт соответственно в результате роста доли электролизёров в энергосистеме ЕС. Потребность энергосистемы в аккумуляторах при полном переходе экономики на «зелёный» водород может вырасти более чем в 16 раз. Учитывая материальную характеристику литий-ионных аккумуляторов, ежегодная утилизация аккумуляторов может превысить 1 млн тонн.

Европейский союз уделяет пристальное внимание вопросу утилизации аккумуляторов. Утилизация отработавших литий-ионных аккумуляторов в Евросоюзе осуществляется в соответствии с директивой 2006/66/ЕС [100]. Документ, принятый 6 сентября 2006 года Европарламентом и Советом Европы, регулирует стандарты и меры, направленные на сбор и переработку батареек и аккумуляторов, а также маркировку, указывающую на использование свинца, ртути или кадмия.

Данная директива направлена на улучшение экологического состояния окружающей среды, обеспечение безопасности для здоровья в процессе производства, реализации, использования, сбора, обработки и утилизации. Ответственность за нарушение норм и надлежащее качество ложится на производителей батареек и аккумуляторов.

Необходимо учитывать, что переработка литий-ионных аккумуляторов является сложным, энергозатратным и опасным технологическим процессом. Литий токсичен, легко вступает в химические реакции и легко воспламеняется. В настоящее время литий из-за низкой экономической эффективности технологических процессов его извлечения, как правило, сжигается или из-за несовершенного законодательства об отходах попадает на свалки, нанося экологический вред окружающей среде.

Текущий уровень промышленных технологий переработки позволяет восстанавливать от 25 до 96% материалов литий-ионных аккумуляторных элементов.

На сегодняшний день наиболее распространены три метода утилизации и рециклинга литий-ионных батарей: ручной (физический), пирометаллургический и гидрохимический методы.

Физический метод является одним из самых распространённых методов утилизации литий-ионных батарей. Основным недостатком физического метода является низкая производительность, необходимость предварительной сортировки батарей по химическому составу и заряду. При нарушении технологии утилизации существуют значительные риски пожаро- и взрывоопасности.

При использовании пирометаллургического метода безвозвратно теряются пластмасса, раствор электролита и графитный электрод, которые сгорают в печи (для поддержания температуры плавления). В настоящее время данный метод является энергозатратным и экономически неэффективным. Конечные вторичные продукты – металлы активного соединения анода (Mn, Ni, Co, Fe), Al и Li находятся в составе шлака, который в дальнейшем может быть использован в качестве добавки в бетон. Выделить литий в чистом виде при такой технологии не представляется возможным. Также необходимо учитывать углеродный след пирометаллургического метода, так как при сжигании графитовых электродов может образовываться углекислый газ.

При использовании гидрохимического метода удаётся получить вторичный литий. Технология предполагает предварительную сортировку батарей по химическому составу (анода) перед началом рециклинга. Осуществляется механическое измельчение батарей. В результате сложных и энергоёмких химических процессов происходит извлечение чёрных и цветных металлов (сталь, медь, алюминий), оксидов металлов активного элемента (Mn_2O_3, $NiMnCoAlO_2$, $FePO_4$), карбоната лития [101].

Общая потребность в утилизации электролизёров, топливных элементов и аккумуляторных батарей в энергосистеме Европейского союза оценивается в 1,8 – 3.6 млн тонн в год для средней материалоёмкости 4 кг/кВт·ч.

Таким образом, в настоящее время отсутствуют экологически и экономически приемлемые промышленные технологии утилизации литий-ионных аккумуляторов с полным выделением лития. Проекты, направленные на создание замкнутых циклов производства и утилизации аккумуляторов, находятся на стадии НИОКР.

Вопросы промышленной утилизации электролизёров в настоящее время открыты, так как появление новых типов электролизёров, способных изменять своё потребление электрической энергии в соответствии с изменением баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме, ожидается не ранее 2025-2030 годов.

Необходимо отметить, что в настоящее время отсутствуют технологии промышленной утилизации топливных элементов.

Выводы по главе 6

1. Основным парниковым газом в атмосфере является водяной пар. Доля водяного пара в парниковый эффект в ясную погоду с учётом наложения спектров составляет 60%, в то время как вклад углекислого газа – 25,6%. В пасмурную погоду вклад водяного пара оценивается в 59,3%, а углекислого газа – 27,9%.

2. Вклад озона, метана и закиси азота в парниковый эффект составляет около 14,4% в ясную погоду и 12,8% в пасмурную.

3. За период с 1950 по 2016 год рост массы водяного пара в атмосфере Москвы для ноября составил 26,7%. Выбросы водяного пара в атмосферу в Москве при переводе ТЭЦ, котельных и автотранспорта на водородное топливо вырастут на 56,7% с 93 млн до 145 млн тонн в год.

4. Молекулярный водород оказывает влияние на парниковый эффект за счёт замедления распада метана в нижних слоях атмосферы. Содержание водорода в атмосфере Земли за последние 150 лет выросло примерно на 70%. Переход экономики на «зелёный» водород приведёт к значительному росту объёмов выброса водорода в атмосферу.

5. При сжигании водорода в воздухе в соответствии с высокотемпературным механизмом Зельдовича вырастут выбросы NO_x в атмосферу.

6. Основным препятствием считать электроэнергию, вырабатываемую ВЭС, экологически чистой является отсутствие эффективных с экономической и экологической точек зрения технологий утилизации лопастей. В настоящее время технологии утилизации лопастей ВЭУ находятся на стадии НИОКР. Компания Vestas обещает наладить безотходное производство ветрогенераторов только к 2040 году.

7. Солнечные панели и аккумуляторы содержат токсичные химические вещества, такие как кадмий, свинец и другие, которые невозможно безопасно извлечь без наличия соответствующего технологического оборудования.

8. В настоящее время отсутствуют экологически и экономически приемлемые промышленные технологии утилизации литий-ионных аккумуляторов с полным выделением лития. Проекты, направленные на создание замкнутых циклов производства и утилизации аккумуляторов, находятся на стадии НИОКР.

9. Вопросы промышленной утилизации электролизёров в настоящее время открыты, так как появление новых типов электролизёров, способных изменять своё потребление электрической энергии в соответствии с изменением баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме, ожидается не ранее 2025-2030 годов.

10. В настоящее время отсутствуют технологии промышленной утилизации топливных элементов.

Глава 7. Углеродная нейтральность

7.1. Динамика выбросов углекислого газа и поглощения парниковых газов

Рамочная Конвенция ООН об изменении климата, принятая в 1992 г., объединяет усилия стран, направленные на предотвращение опасных изменений климата. В соответствии с Конвенцией каждая страна «проводит национальную политику» с целью ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу. Обязательства стран по снижению выбросов парниковых газов оформлены в Киотском протоколе и Парижском соглашении.

Изменение объёма выброса парниковых газов рассчитывается относительно показателей 1990 года, принятых в качестве базовых значений. Выбросы рассчитываются для [102, 103]:

- энергетического сектора, включающего сжигание всех видов ископаемого топлива, утечки и технологические выбросы продуктов в атмосферу;
- промышленных процессов и использования продукции;
- сельского хозяйства;
- сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ);
- отходов.

На рисунке 69 представлена динамика объёмов эмиссии парниковых газов в Российской Федерации [102] и Европейском союзе [40, 104]. Данные по ЕС представлены для 27 стран, а также 28 стран, включая Великобританию.

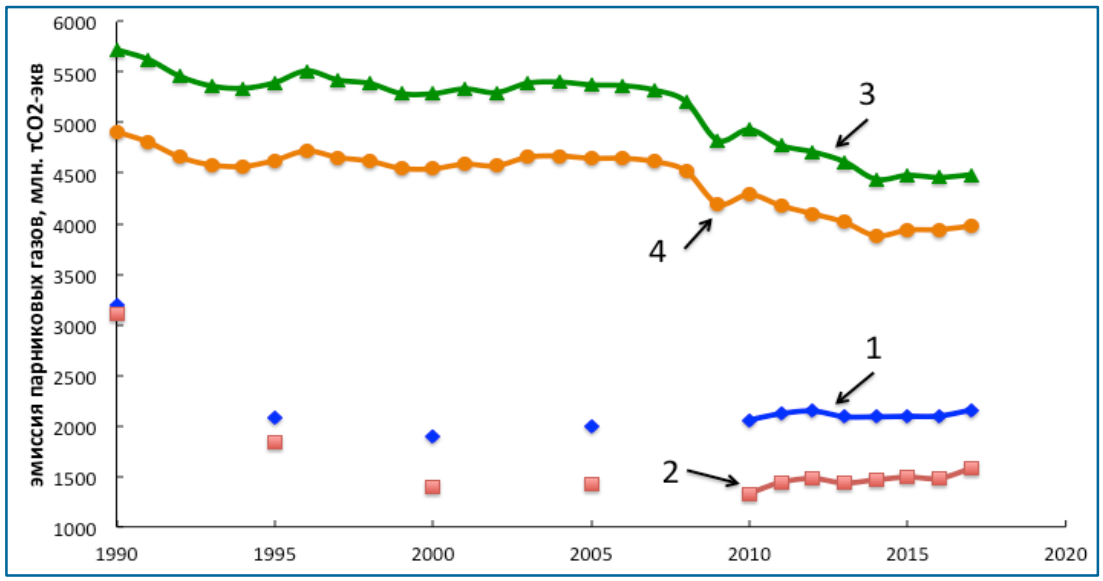


Рисунок 69. Эмиссия парниковых газов в ЕС и РФ за период с 1990 по 2017 год.
1. – эмиссия в РФ без учёта ЗИЗЛХ; 2. – эмиссия в РФ с учётом ЗИЗЛХ; 3. – эмиссия в ЕС-28 без учёта ЗИЗЛХ; 4. – Эмиссия в ЕС-27 без учёта ЗИЗЛХ.

За период с 1990 по 2017 год совокупный антропогенный выброс парниковых газов в Российской Федерации с учётом ЗИЗЛХ снизился на 49,3%, а без учёта ЗИЗЛХ – на 33,4%. С учётом Великобритании совокупные выбросы парниковых газов без учёта ЗИЗЛХ в ЕС снизились на 21,6%, а без учёта Великобритании – на 19%. Таким образом, выход Великобритании ухудшил показатели Евросоюза.

На рисунке 70 представлены данные снижения выбросов парниковых газов без учёта ЗИЗЛХ в странах ЕС в 2017 году относительно 1990 года [40, 104].

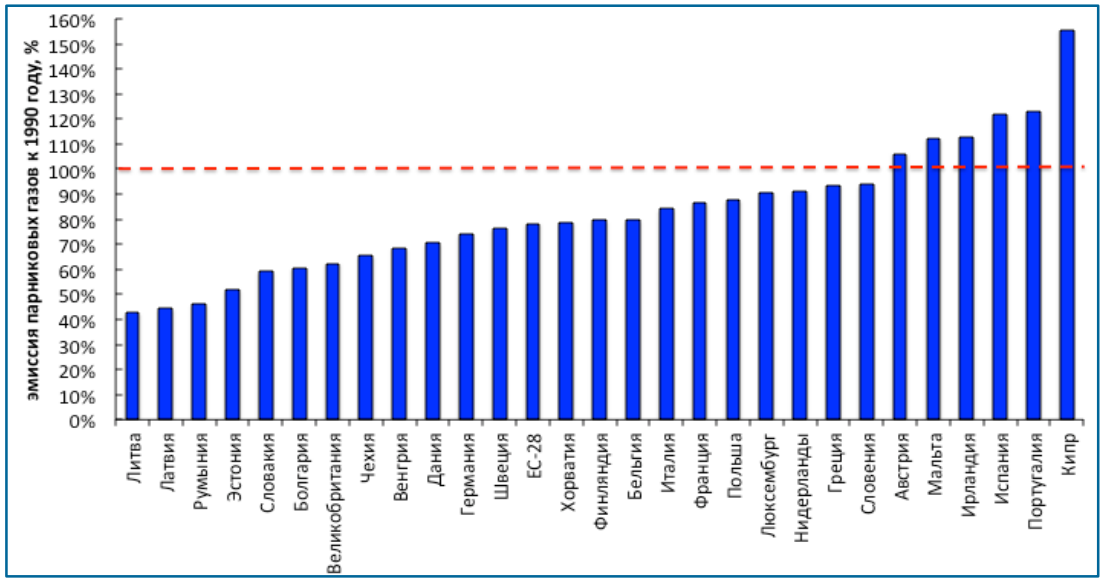


Рисунок 70. Эмиссия парниковых газов без учёта ЗИЗЛХ по странам ЕС в 2017 году к 1990 году.

Выбросы парниковых газов в 2017 году в Литве, Латвии и Румынии составляли менее 50% от величины 1990 года, в Эстонии, Словакии и Болгарии менее 60%, в Великобритании, Чехии и Венгрии менее 70%. Выбросы парниковых газов в Австрии, Мальте, Ирландии, Испании, Португалии и Кипре превысили объёмы 1990 года. Таким образом, 8 из 9 стран с максимальным снижением объёма выбросов парниковых газов – это новые члены ЕС, а одна вышла из ЕС.

Глобальная эмиссия диоксида углерода в результате природных факторов оценивается в 600 млрд т CO_2 в год [105]. Выбросы парниковых газов в результате деятельности человека выросли с 20,5 млрд т CO_2-экв в 1990 году до 33,5 млрд т CO_2-экв в 2018 году [40] (таблица 44), что составляет не более 5,5% глобальной эмиссии CO_2.

Таблица 44. Динамика роста мировых выбросов парниковых газов в результате деятельности человека.

Период	Рост выбросов парниковых газов, млрд т CO_2-экв		
	Мир	Китай	доля Китая, %
с 1990 по 2000 год	2,7	0,8	29,8
с 2001 по 2010 год	7,3	4,7	64,5
с 2011 по 2018 год	2,9	1,7	57,9

Максимальный рост мировых выбросов наблюдался в период с 2001 по 2010 год, при этом вклад Китая составил 64,5%. Динамика выбросов парниковых газов в РФ характеризуется резким снижением показателей за период с 1990 года по 2000 год и дальнейшим незначительным ростом до 2018 года. На рисунке 71 представлена динамика мировых выбросов CO_2 за период с 2000 по 2018 годы в региональном разрезе.

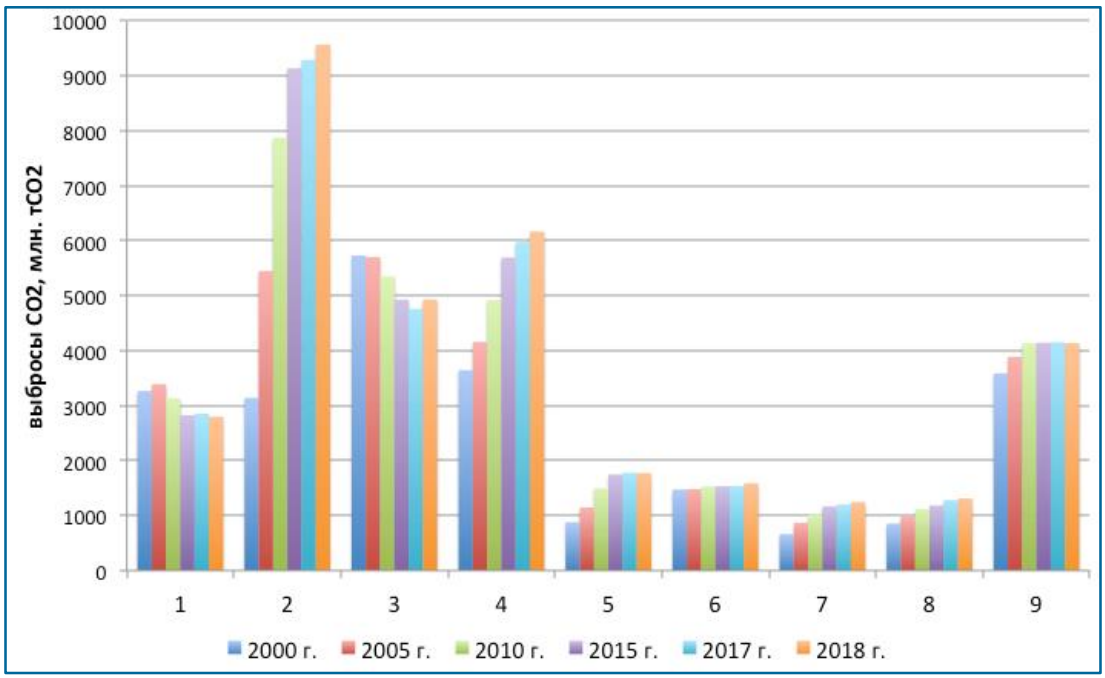


Рисунок 71. Выбросы углекислого газа.
1. – Европейский союз (27 стран); 2. – Китай; 3. – США; 4. – Азия; 5. – Ближний Восток; 6. – РФ; 7. – Африка; 8. – Международная авиация и международная навигация; 9. – Остальной мир.

Общие выбросы CO_2 в мире [40] выросли на 44,2% с 23241 млн тонн в 2000 г. до 33513 млн тонн в 2018 году. Рост выбросов CO_2 в РФ за этот период составил 7,7%, в то время как в Китае выбросы выросли в 3 раза, на Ближнем Востоке в 2 раза, в Азии на 69%, в Африке на 87,7%, международной авиацией и международной навигацией на 53,5%.

Выбросы CO_2 в РФ в 2018 году составили 32,2% от выбросов CO_2 в США, 56,7% от выбросов CO_2 в странах ЕС (27 стран) и 16,6% от выбросов CO_2 в Китае.

Эффективность структуры топливного баланса характеризуется удельными выбросами CO_2 на единицу потреблённой энергии. Снижение удельных выбросов CO_2 показывает улучшение эффективности структуры топливного баланса. В 2000 году удельные выбросы CO_2 в мире составляли 2316 кг CO_2/т.н.э., в 2018 году выросли до 2347 кг CO_2/т.н.э.

На рисунке 72 представлена динамика удельных выбросов CO_2 за период с 2000 по 2018 годы в региональном разрезе [40].

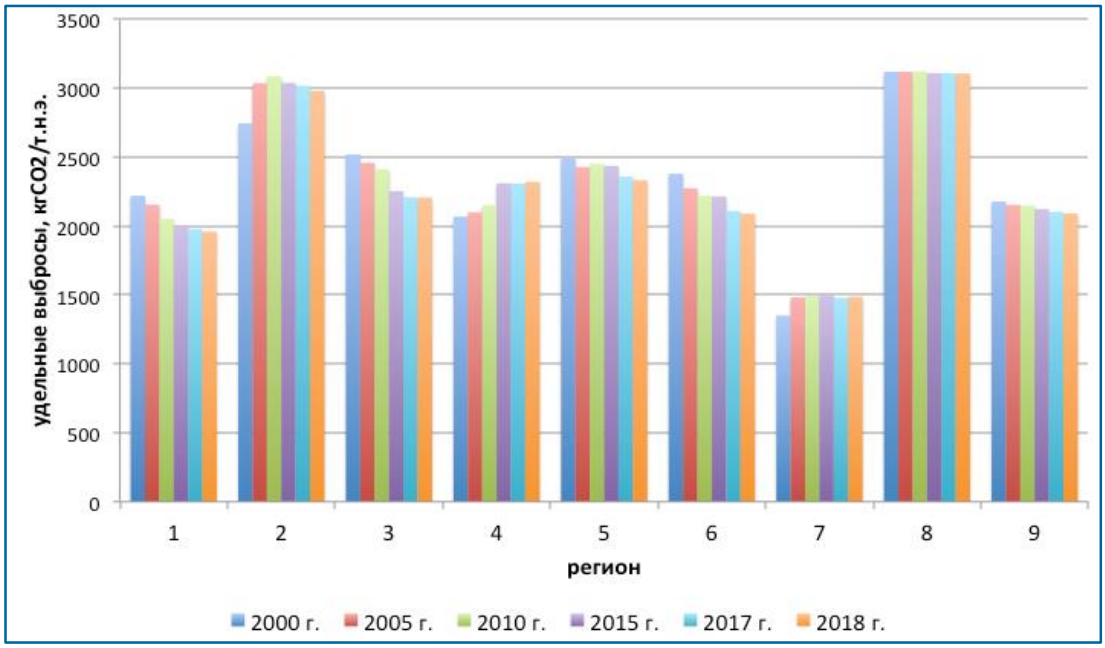


Рисунок 72. Удельные выбросы углекислого газа.
1. – Европейский союз (27 стран); 2. – Китай; 3. – США; 4. – Азия; 5. – Ближний Восток; 6. – Российская Федерация; 7. – Африка; 8. – Международная авиация и международная навигация; 9. – Остальной мир.

За рассматриваемый период удельные выбросы CO_2 в Российской Федерации снизились на 22,2%, в США на 22,4%, в странах ЕС на 21,7%. Одним из ключевых факторов снижения удельных выбросов в США и ЕС стало снижение доли угля и роста доли природного газа в энергобалансе [6].

Удельные выбросы CO_2 в Российской Федерации в 2018 году составили 94,7 и 70,1% от показателей в США и Китае соответственно, 106,6% от удельных выбросов в Европейском союзе (27 стран). Необходимо отметить, что Российская Федерация и США являются лидерами по снижению удельных выбросов CO_2 за период с 2000 по 2018 год, опережая ЕС.

7.2. Снижение выбросов углекислого газа в энергосистемах ЕС и США

Снижение выбросов углекислого газа в энергосистемах США и Европейского союза было достигнуто за счёт снижения доли угольной генерации и роста доли газовой генерации (рис. 73 и 74).

За период с 2005 по 2019 год доля угольной генерации в балансе производства электрической энергии в энергосистеме США снизилась с 49,6 до 23,4%, а доля выработки электроэнергии на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ, выросла с 18,8 до 38,4% [106].

Доля ВЭС в балансе электрической энергии в 2019 году составила 7,1%, а СЭС – 1,7%. Таким образом, за рассматриваемый период рост доли газовых электростанций в энергосистеме США в три раза превысил рост доли ВЭС.

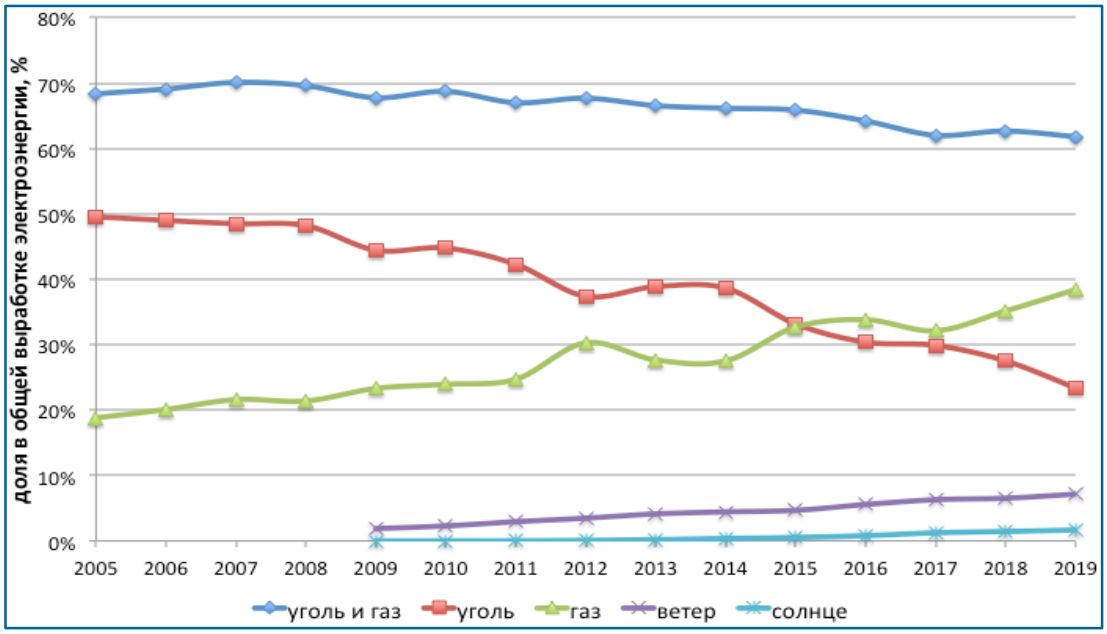


Рисунок 73. Доля в выработке электрической энергии в США.

Снижение доли выработки электроэнергии угольной генерации в энергосистеме Европейского союза составило 18,74 с 39,29% в 1990 году до 20,55% в 2017 году, а доля на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ, выросла с 7,42 до 20,14% [40]. Доля угольной и газовой генерации в выработке электроэнергии снизилась на 5,6 с 45,8% в 1990 году до 40,2% в 2017 году. Доля электростанций, работающих на ископаемом топливе, достигала максимума в 2007, превысив 50,3%. Снижение доли угольных электростанций компенсировалось за счёт роста газовых.

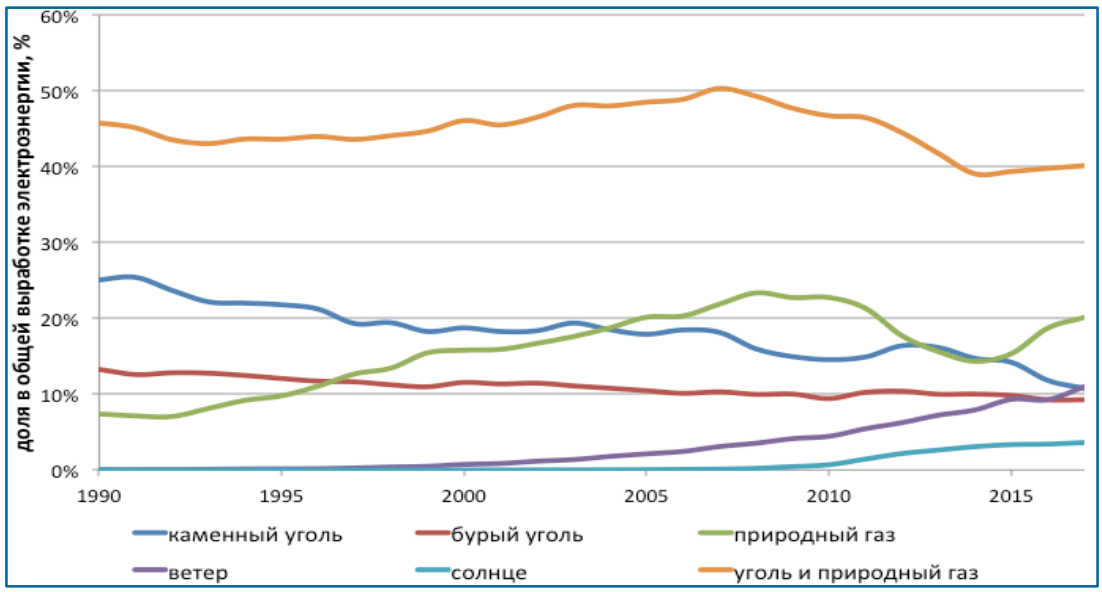


Рисунок 74. Доля в выработке электрической энергии в ЕС.

Доля электростанций, использующих в качестве топлива каменный уголь, снизилась на 14,4%, а бурый уголь – на 4%. Каменный уголь импортируется в страны Европейского союза, в то время как бурый уголь добывается местными компаниями на территории ЕС. Необходимо отметить, что удельные выбросы углекислого газа на вырабатываемую электроэнергию при сжигании бурого угля выше, чем при сжигании каменного.

Доля ВЭС в балансе электрической энергии в 2017 году составила 11%, а СЭС – 3,62%. За период с 2015 по 2017 год рост доли газовой генерации превысил рост доли ВЭС в 2,84 раза.

7.3. Методики расчёта выбросов парниковых газов

Важной задачей является корректное сравнение динамики показателей выбросов парниковых газов в разных странах.

Российская Федерация в соответствии с решением 1/CP.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата каждые два года публикует доклады о состоянии дел с выбросами парниковых газов. В настоящее время опубликовано четыре доклада. Первый доклад был опубликован в 2014 году, четвёртый – в 2019 году.

Статистические данные о выбросах парниковых газов, публикуемые в различных источниках, могут:

- формироваться на основе разных методик;
- рассматривать все или отдельные виды парниковых газов;
- исключать из рассмотрения отдельные источники выбросов;
- не учитывать ЗИЗЛХ, в том числе поглотительную способность лесов;
- использовать отличающиеся или фиксированные эмиссионные факторы, не учитывающие специфики разных видов топлива в разных странах [107] и т.д.

Поэтому при проведении сравнения необходимо быть уверенными в соответствии используемых методик и структуры данных. Выполнение международных обязательств формируется на основе показателей 1990 года, поэтому важнейшей задачей является фиксация объёмов выбросов парниковых газов на данную дату.

К сожалению, данное требование не всегда выполняется. В качестве примера отметим некорректное сравнение в работе [108] совокупных выбросы парниковых газов с учётом ЗИЗЛХ на основе официальных отчётов Российской Федерации [102] с данными, подготовленными нефтяной компанией BP [109], учитывающими исключительно выбросы углекислого газа при сжигании ископаемого топлива. В соответствии с данными BP в 1990 году выбросы CO_2 при сжигании топлива составили 2234 млн т CO_2, в то время как совокупные выбросы парниковых газов с учётом ЗИЗЛХ в соответствии с четвёртым двухгодовым отчётом РФ составили 3113 млн т CO_2. Сравнение выбросов CO_2 в результате сжигания топлива в 1990 году показало полное соответствие данных, взятых из официальных отчётов Российской Федерации и подготовленных компанией BP (рис. 75).

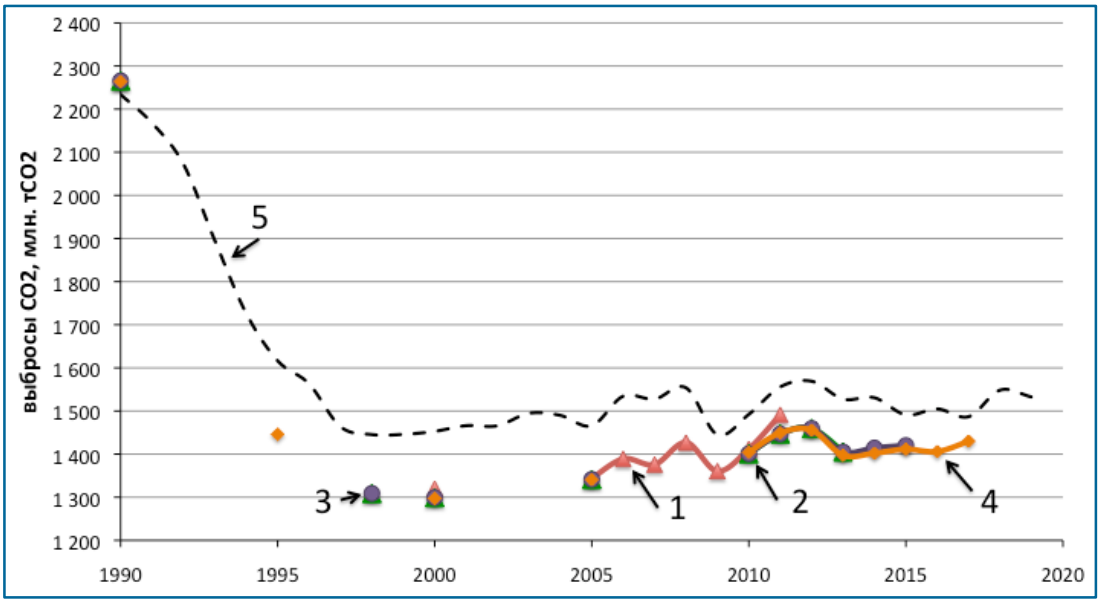


Рисунок 75. Выбросы CO_2 в результате сжигания топлива в РФ.
1. – первый двухгодовой отчёт; 2. – второй двухгодовой отчёт; 3. – третий двухгодовой отчёт; 4. – четвёртый двухгодовой отчёт. 5. – BP отчёт.

Данные компании BP подтверждают значительное снижение текущих выбросов CO_2 в Российской Федерации в результате сжигания топлива по сравнению с 1990 годом. Однако значения выбросов, представленные в официальных отчётах РФ, примерно на 100 млн т CO_2 ниже, чем оценки BP.

Таким образом, важным направлением является разработка достоверной доказательной базы по расчёту выбросов парниковых газов в Российской Федерации. Анализ четырёх двухгодовых отчётов Российской Федерации [102] показал, что основное влияние на отклонение показателей выбросов и поглощения парниковых газов в 1990 году имело место в результате значительного разброса данных по:

- технологическим выбросам и утечкам метана (CH_4) (от 251 до 889 млн т CO_2-экв);
- поглощению CO_2 лесами (от –248 до –190 млн т CO_2);
- выбросам CO_2 возделываемыми землями (от 75 до 315 млн т CO_2).

Лесные и возделываемые земли относятся к сектору ЗИЗЛХ. На рисунке 76 представлено сравнение объёмов поглощения углекислого газа лесами в Российской Федерации на основании четырёх официальных отчётов РФ.

Фактические данные о поглощении углекислого газа российскими лесами, представленные в разных официальных отчётах, значительно отличаются. Точность фактических данных об объёмах эмиссии (поглощения) углекислого газа на землях, относимых к сенокосам и пастбищам, ещё ниже (рис. 77).

Таким образом, необходимо уделить особое внимание оценке объёмов выбросов (поглощения) парниковых газов в секторе ЗИЗЛХ.

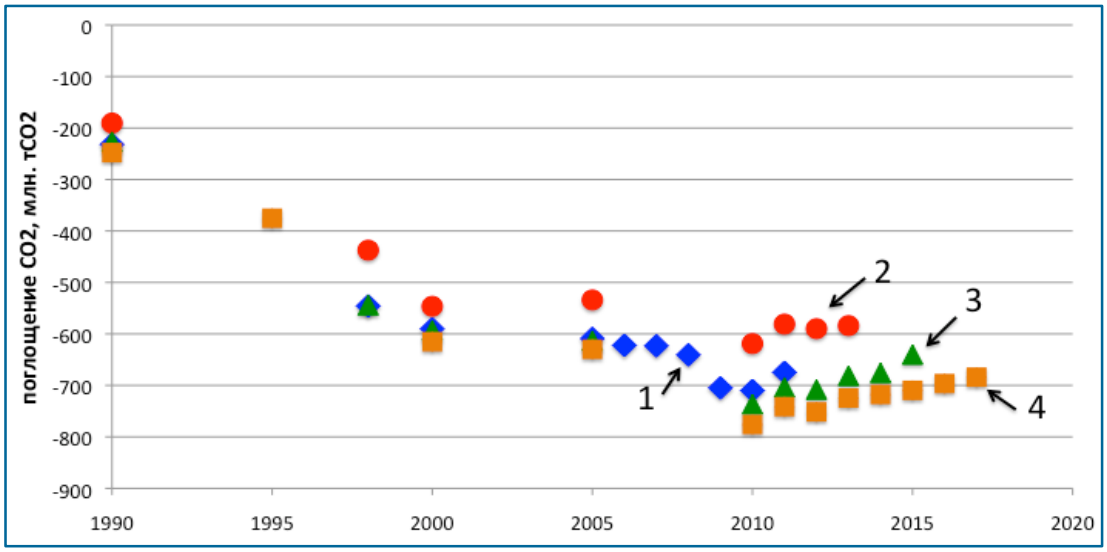


Рисунок 76. Поглощение углекислого газа лесными землями в РФ.
1. – первый двухгодовой отчёт; 2. – второй двухгодовой отчёт; 3. – третий двухгодовой отчёт; 4. – четвёртый двухгодовой отчёт.

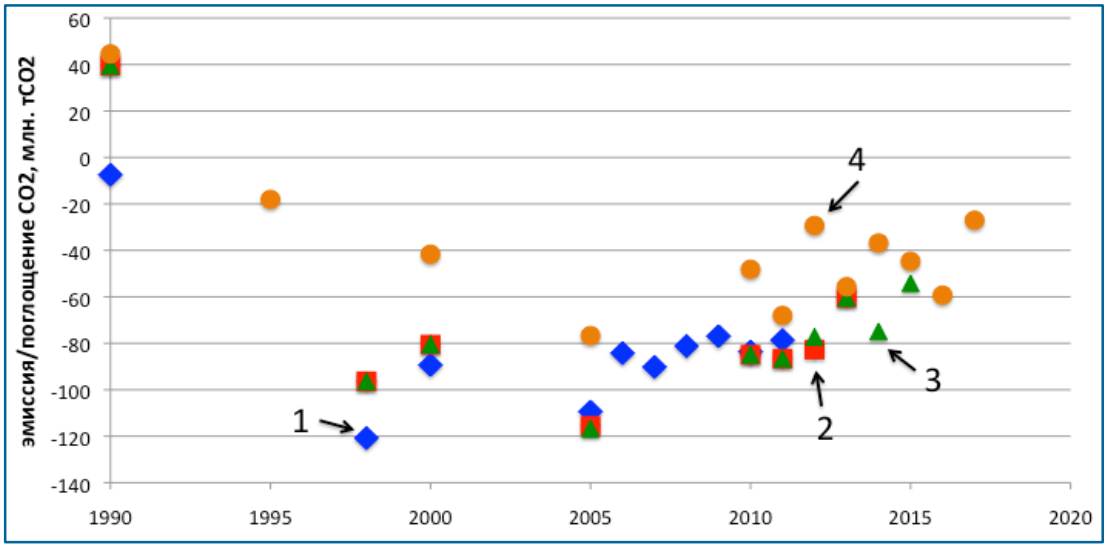


Рисунок 77. Эмиссия/поглощение углекислого газа сенокосами и пастбищами в РФ.
1. – первый двухгодовой отчёт; 2. – второй двухгодовой отчёт; 3. – третий двухгодовой отчёт; 4. – четвёртый двухгодовой отчёт.

7.4. Поглотительная способность лесов стран ЕС и РФ

Одним из способов достижения нейтральности стран к выбросам CO_2 является увеличение площади и поглотительной способности лесов. В докладе конференции, состоявшейся в Марракеше в 2001 году, было определено, что в соответствии с Киотским протоколом для деятельности в области ЗИЗЛХ применяется определение «лес»,

которое «означает территорию площадью 0,05-1,0 га с лесным древесным покровом (или эквивалентным уровнем накопления), при этом более 10-30% деревьев должны быть способны достигнуть минимальной высоты в 2-5 м в период созревания на местах» [110].

В Российской Федерации в целях выполнения обязательств по Киотскому протоколу под термином «лес» понимается «сообщество деревьев и кустарников, которое в возрасте спелости имеет минимальную полноту 0,3 (эквивалент сомкнутости крон 18%), минимальную высоту деревьев 5,0 м, минимальную площадь 1,0 га и минимальную ширину 20,0 м» [111].

В Европейском союзе уточнение критериев лесных земель отдано на усмотрение национальных правительств европейских стран. Площади лесов варьируются от минимум 0,05 га для Чешской Республики и Австрии до минимум 1,0 га для Испании и Мальты. Кроновый покров деревьев колеблется от 10 до 30%, а высота деревьев определяется как минимум 2, 3 или 5 м для каждой страны.

Различные значения отражают различные национальные условия и различия в типах лесов, а также позволяют государству-члену ЕС применять определения, соответствующие их национальным определениям лесов [112].

Площадь лесов в ЕС (27 стран) составляет около 1,58 млн км^2. В РФ площадь лесных земель выросла с 7,89 млн км^2 в 1990 году до 8,97 млн м^2 в 2019 году. Рост был обеспечен в результате переустройства 1,23 млн км^2 земель за период с 1990 по 2005 год в лесные земли. Площадь управляемых лесных земель в РФ составила 6,91 млн км^2 в 2019 году [103]. Выполненные расчёты показали, что для РФ отношение площади лесов, находящейся на её территории, к выбросам парниковых газов, составляет 0,38 га/т CO_2, для ЕС (27) 0,04 га/т CO_2 [14]. Аналогичные показатели для стран ЕС в 2018 году представлены на рисунке 78.

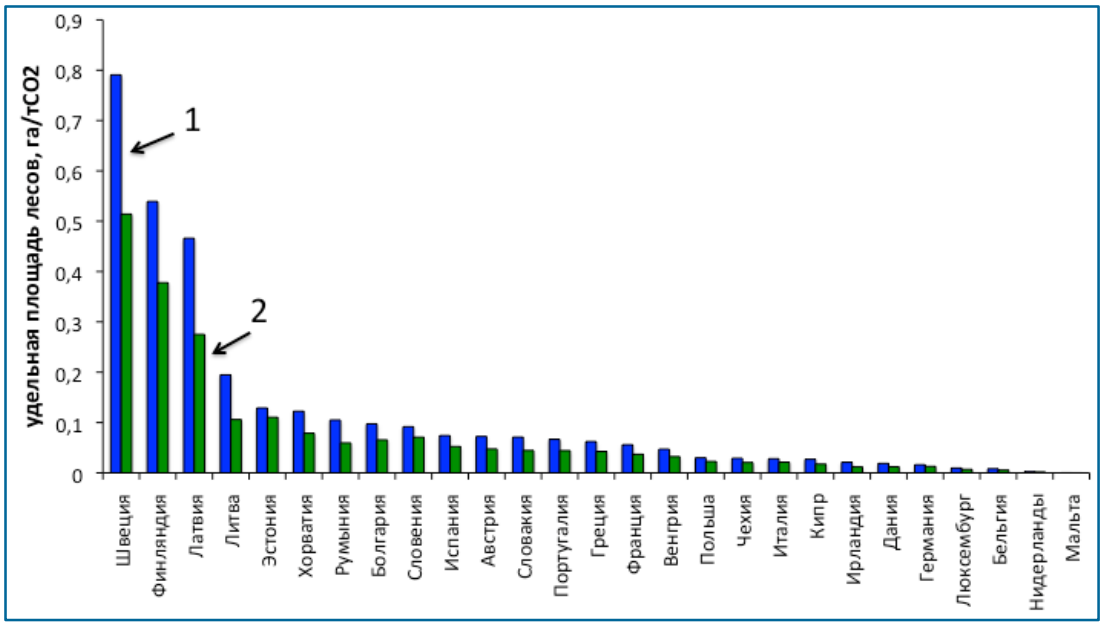


Рисунок 78. Удельная площадь лесов на единицу выбросов CO2 в странах ЕС.
1. – выбросы CO2, связанные с энергией; 2. – выбросы парниковых газов с учётом международных авиационных перевозок.

Наибольшую удельную площадь лесов, отнесённую к полным выбросам парниковых газов с учётом международных авиационных перевозок среди стран ЕС, имеют: Швеция – более 0,51 га/т CO_2; Финляндия – 0,38 га/т CO_2; Латвия – 0,28 га/т CO_2. Наименьшую удельную площадь лесов имеют экономические лидеры ЕС: Франция – 0,037 га/т CO_2; Италия – 0,021 га/т CO_2; Германия – 0,013 га/т CO_2, а также Великобритания – 0,006 га/т CO_2. Требуемая поглотительная способность для обеспечения нейтральности к парниковым газам в РФ составляет 2,64 т CO_2/га, а для ЕС (27 стран) – 25,17 т CO_2/га, в том числе для Швеции – 1,94 т CO_2/га, Финляндии – 2,64 т CO_2/га, Латвии – 3,63 т CO_2/га.

Оценки поглотительной способности лесов РФ, выполненные с использованием разных методик, могут отличаться в несколько раз [113, 114, 115, 116, 117].

Для официальной оценки годовых изменений запасов углерода на лесных землях используется специальная программа РОБУЛ, разработанная Центром по проблемам экологии и продуктивности лесов Российской академии наук (ЦЭПЛ РАН) [103].

В таблице 45 представлены результаты оценок поглощения CO_2, выполненные с использованием разных методик, а также сальдо выбросов парниковых газов в РФ с учётом ЗИЗЛХ.

Таблица 45. Сравнение методик оценки поглотительной способности лесов РФ.

Методика (Авторы)	Оценка поглощения углерода	Сальдо выбросов парниковых газов в РФ с учётом ЗИЗЛХ
	млн т CO_2-экв. в год	млн т CO_2-экв. в год
РОБУЛ (ЦЭПЛ РАН, Д.Г. Замолодчиков и др.)	536	+1620
ВНИИЛМ (Филипчук и др.)	1906.3	+249
IIASA (А.З. Швиденко, Д.Г. Щепащенко, С. Нильсон)	2002 ± 440	от – 286 до +593
A.J. Dolman et al	2537	- 381

Результаты оценки поглощения углекислого газа, выполненные на основании методики РОБУЛ [116], в разы ниже, чем полученные с помощью других. Поглотительная способность российских лесов, рассчитанная международной группой учёных [117], превышает эмиссию парниковых газов в РФ. В соответствии с расчётами, выполненными ВНИИЛМ [114] и IIASA [115], поглотительная способность лесов чуть меньше эмиссии парниковых газов.

Необходимо отметить, что при выполнении официальных расчётов не учитывается около 2 млн км^2 площади неуправляемых лесных земель, составляющей около 29% от учтённых в расчётах [113]. При формировании данных государственного лесного регистра не используется информация, получаемая со спутников из космоса. В то время как исследования, выполненные на базе информации, полученной со спутников NASA, указывают на значительный рост площади лесов по всему земному шару, включая Российскую Федерацию за последние 30 лет [118].

Бореальные леса составляют 88% лесов России [113]. Средняя величина нетто-поглощения в бореальных лесах Российской Федерации за рассматриваемый период в размере 0,95-0,99 тС/га/год (3,5-3,6 т CO_2/га/год) [114]. Если предположить, что поглотительная способность оставшихся 12% лесов равна нулю, то средневзвешенное значение поглотительной способности превысит 3 т CO_2/га/год, что обеспечит нейтральность Российской Федерации к парниковым газам.

Таким образом, удельная площадь лесов Российской Федерации почти в 10 раз больше, чем в Европейском союзе. Требования, используемые при отнесении территорий к лесам, в РФ значительно выше, чем в ЕС. Требуемая поглотительная способность лесов для обеспечения нейтральности к парниковым газам в РФ составляет 2,64 т CO_2/га, а для ЕС (27 стран) – 25,17 т CO_2/га.

Важно отметить, что переход Европейского союза на «зелёный» водород не позволит снизить выбросы парниковых газов в секторах «сельское хозяйство» и «отходы», а также полностью избежать выбросов в секторе промышленных процессов и использования продукции.

7.5. Удельные выбросы углекислого газа в электроэнергетических системах

Одним из показателей, характеризующих экологическую эффективность электроэнергетической системы, является величина удельного выброса углекислого газа на выработку электрической энергии.

Электроэнергетика Российской Федерации является одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO_2 за счёт значительной доли ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малой доли угольной генерации в энергобалансе. Удельные выбросы CO_2 на выработку электрической энергии в энергосистеме РФ ниже, чем в США, Германии, Португалии, Мексике, Голландии, Японии, Южной Корее, Китае, Австралии, Индонезии, Индии, Польши и ЮАР, находятся на уровне Италии и Дании [6, 7].

Величина удельного выброса CO_2 определяется:

- структурой топливного баланса электростанций;
- долей комбинированной выработки электрической энергии и тепла в энергобалансе;
- коэффициентом использования теплоты топлива комбинированной выработки;
- выбором методики разнесения расхода топлива на выработку электрической энергии и тепла;
- электрическим КПД конденсационных и теплофикационных турбин.

Сравнение удельных выбросов углекислого газа на выработку электроэнергии в энергосистемах ЕС и ЕЭС России необходимо проводить на основе методик, одинаково трактующих термин «комбинированная» выработка электрической энергии и тепла, использовать одинаковые подходы к разнесению топлива между производством электроэнергии и тепла, корректно учитывать удельную теплоту сгорания разных видов топлива.

В Российской Федерации выработка электрической энергии источниками когенерации подразделяется на теплофикационную (комбинированную) и конденсационную. В статистической отчётности европейских стран может указываться только суммарный объём выработки электрической энергии источниками когенерации.

В рамках европейского подхода практически все ГРЭС и АЭС в ЕЭС России могут считаться источниками комбинированной выработки. Среднее значение электрического КПД источников комбинированной выработки в ЕС в 2017 году составило около 23,5% [40]. При проведении расчётов топливной эффективности источников комбинированной выработки в зарубежных методиках применяется электрический КПД теплофикационных турбин в диапазоне от 10 до 20% [119], что снижает топливную эффективность выработки электроэнергии российскими ТЭЦ более чем в 2 раза. Международное энергетическое агентство (IEA) рассматривает два способа разнесения расхода топлива между выработкой электрической энергии и тепла: пропорциональный метод и метод фиксированной эффективности выработки тепла на уровне КПД 90% [120]. В Российской Федерации основными методами разнесения расхода топлива являются физический метод и метод ОРГРЭС.

При проведении сравнения объёмов выбросов углекислого газа в разных странах иностранными экспертными организациями применяется унифицированный подход к коэффициентам выбросов углекислого газа при сжигании топлива на основании данных Международного энергетического агентства (IEA, 2005): для природного газа – 56,1 т CO_2/ТДж, каменного угля – 94,6 т CO_2/ТДж, бурого угля – 101,2 т CO_2/ТДж [7, 119, 121]. Применение унифицированного подхода, с одной стороны, обеспечивает согласование результатов, полученных различными исследователями, с другой стороны, приводит к снижению их точности.

Коэффициенты выбросов углекислого газа, применяемые при формировании Национального доклада о кадастре антропогенных выбросов их источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, полученные путём проведения исследований разных видов топлива составляют: для природного газа – 54,4 т CO_2/ТДж; для кузнецкого угля – 91,9 т CO_2/ТДж, тугнуйский уголь – 94,2 т CO_2/ТДж, воркутинский – 92,6 т CO_2/ТДж, канско-ачинский бурый уголь – 98,1 т CO_2/ТДж, гусиноозерский бурый уголь – 94,9, азейский – 93,9 т CO_2/ТДж [122].

Таким образом, применение унифицированного подхода приводит к завышению выбросов CO_2 в Российской Федерации более 3% при сжигании природного газа, до 3% при сжигании каменного угля и до 7,5% при сжигании бурых углей [15, 121].

Для расчёта выбросов углекислого газа при сжигании каменного и бурого углей применяются факторы выбросов CO_2 [119, 123], выраженные в т CO_2 на ТДж, величина которых несмотря на зольность и влажность реальных углей значительно ниже, чем при сжигании чистого углерода в лабораторных условиях. Использование заниженных факторов выбросов CO_2 приводит к снижению выбросов углекислого газа в энергосистемах с большей долей угольных электростанций в балансе производства электрической энергии.

Удельные выбросы CO_2 при сжигании чистого углерода при одинаковом электрическом КПД почти в два раза выше, чем у метана. Величины удельных выбросов CO_2 при сжигании каменного и бурого углей будут выше, чем у чистого углерода. Худшие удельные показатели выбросов CO_2 имеют электростанции, работающие на бурых углях.

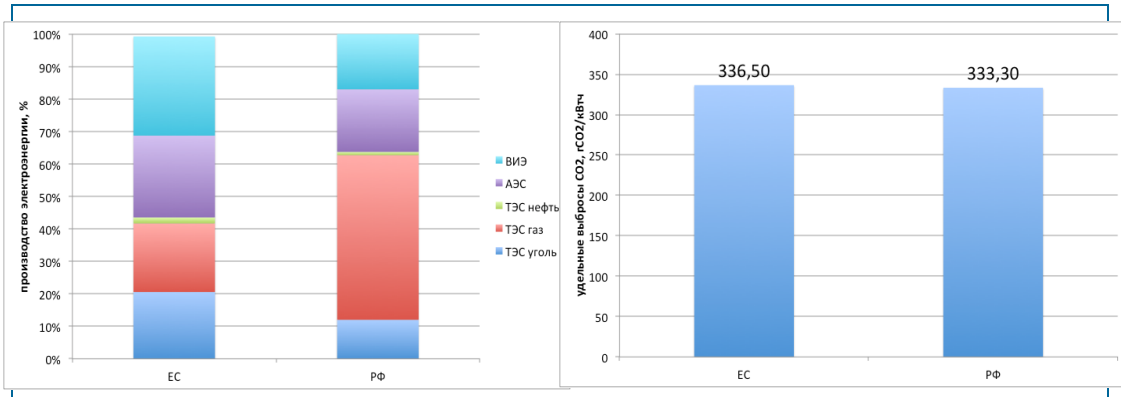
В таблице 46 представлены исходные данные, используемые при выполнении расчётов [40, 119, 124, 125].

Таблица 46. Исходные данные.

Показатель	Ед. изм.	ЕС	РФ
Доля комбинированной выработки электростанций, работающих на сжигании ископаемых видов топлива	%	7,25	30
Доля комбинированной выработки электростанций, работающих на сжигании угля	%	4,2	50
Доля комбинированной выработки электростанций, работающих на сжигании природного газа	%	10,75	23,6
Доля комбинированной выработки электростанций, работающих на сжигании нефтепродуктов	%	1,4	50
КИТТ комбинированной выработки	%	75,33	85
Электрический КПД ПСУ, работающих на угле	%	37	35
Электрический КПД ПСУ и ПГУ, работающих на природном газе	%	45	42
Электрический КПД ПСУ и ПГУ, работающих на нефтепродуктах	%	35	35
Электрический КПД теплофикационных турбин	%	23,89	35

Распределение топлива между производством электрической энергии и тепла для источников когенерации в энергосистемах РФ и ЕС осуществлялось в соответствии с «физическим» методом. Значения факторов выбросов CO_2 были рассчитаны на основании химических реакций с учётом зольности и водности топлива. Фактор выбросов CO_2 для метана составил 54,8 г CO_2/кВт·ч; углерода – 111,8 гCO_2/кВт·ч; каменного угля – 113,5 гCO_2/кВт·ч; бурого угля – 121,9 гCO_2/кВт·ч.

На рисунке 79 представлены результаты сравнения структуры производства электрической энергии и удельных выбросов углекислого газа для энергосистем Европейского союза (28 стран) и Российской Федерации.



а) структура выработки электроэнергии *б) удельные выбросы CO2*

Рисунок 79. Структура выработки электроэнергии а) и удельные выбросы CO_2 б) в Европейском союзе и Российской Федерации.

На основании принятых допущений удельные выбросы CO_2 в ЕЭС России оцениваются в 333,3 гCO_2/кВт·ч, а в ЕС – 336,5 гCO_2/кВт·ч. Ошибка вычислений определяется

усреднением удельной теплоты сгорания по видам топлива, электрического КПД конденсационных и теплофикационных турбин, эффективности и объёма комбинированной выработки, температурой и продолжительностью отопительного сезона.

В энергосистеме Европейского союза доля выработки в 2017 году ВИЭ составила 30,53% и АЭС – 25,19%, что на 13,49 и 5,93% больше доли выработки ВИЭ и АЭС в ЕЭС России. Однако доля выработки электрической энергии ТЭС, работающих на угле, в ЕЭС России ниже на 8,5%, чем в энергосистеме ЕС.

Доля комбинированной выработки электрической энергии и тепла ТЭС в ЕЭС России выше, чем в энергосистеме ЕС. Рост объёмов комбинированной выработки электрической энергии и тепла рассматривается, как одно из основных направлений повышения топливной эффективности, снижения выбросов парниковых газов. Например, в соответствии с годовыми отчётами доля комбинированной выработки электрической энергии электростанциями ПАО «ТГК-2» в 2019 году превысила 65%, ПАО «Квадра» – 69%, ПАО «Мосэнерго» – 62%.

Проектирование развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем с точки зрения соответствия структуры генерирующих мощностей структуре потребления, роста доли комбинированной выработки электрической энергии и тепла, снижения доли бурого и каменного углей, использования наилучших доступных технологий (НДТ) приведёт к дальнейшему снижению удельных выбросов углекислого газа в нашей стране.

7.6. Конкурентоспособность российской экономики при переходе к водородной экономике

7.6.1. Климатические особенности РФ и стран ЕС

Любая энергосистема, в том числе на базе ВЭС и СЭС, должна обеспечивать эффективное и надёжное энергоснабжение потребителей, а также соответствовать требованиям живучести.

Надёжность энергосистемы обеспечивается наличием резервов генерирующих электрических мощностей и пропускной способности электрических сетей в объёме, необходимом для обеспечения суточных режимов наиболее тёплых и наиболее холодных суток. Чем больше разница среднесуточных температур в наиболее тёплые и наиболее холодные сутки, тем более высокие требования по надёжности должны обеспечиваться энергосистемой.

Одним из важных факторов в обеспечении живучести энергосистемы – учёт фактических климатических условий, при которых ожидается работа энергоисточников.

Недостаточные требования к фактическим условиям работы оборудования электростанций, а в особенности ВЭС, могут быть причиной их выбывания в процессе эксплуатации.

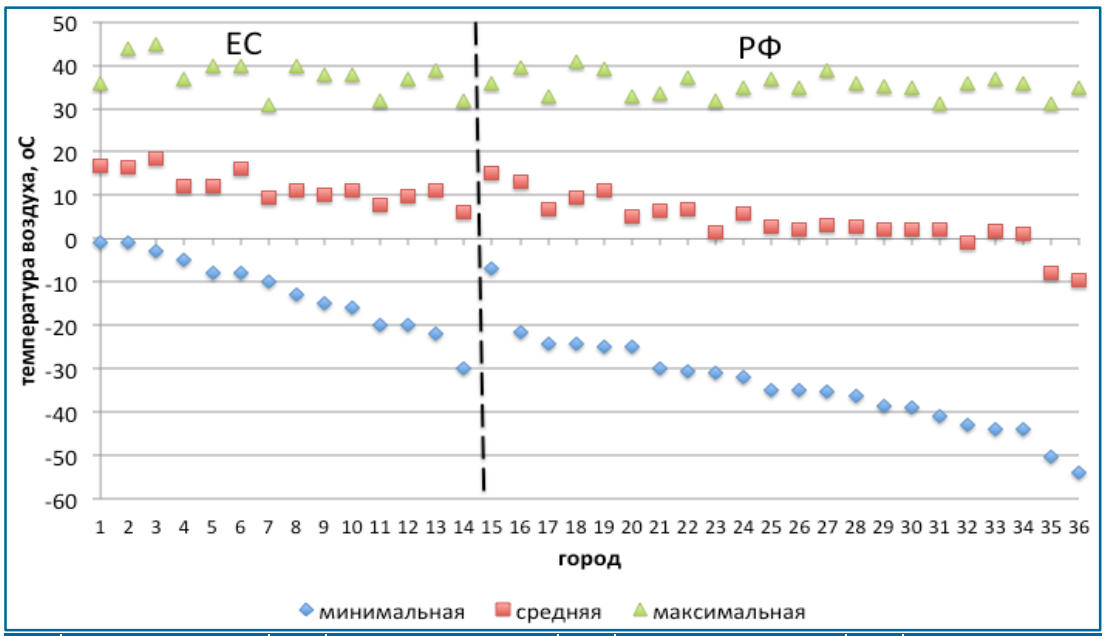
Уровень надёжности и живучести, который должна обеспечивать энергосистема, напрямую зависит от рисков, которым подвергаются её потребители в случае отключения электроснабжения.

Примером низкой живучести может быть энергосистема штата Техас. Отопление 60% жилых домов осуществляется за счёт электроэнергии, а оставшаяся часть за счёт природного газа. Теплозащита зданий в этом штате не рассчитана на продолжительное стояние отрицательной температуры наружного воздуха без отопления, поэтому отключение жилого сектора от электроснабжения является недопустимым.

После падения температуры наружного воздуха в штате Техас до –20 °С часть оборудования местных ВЭС, газовых электростанций и один из блоков АЭС перестали функционировать, так как не смогли работать при таких температурах. Недостаток генерирующих мощностей привёл к массовому отключению жилых домов от электроснабжения.

Споры о том, какая генерация (ВЭС, газовые ТЭС, АЭС) оказалась основным виновником возникших проблем в системе электро- и теплоснабжения потребителей, уводят в сторону от основной причины – наличия ошибок при проектировании развития энергетической системы Техаса.

Существенная разница климатических условий проживания жителей крупных городов Российской Федерации и Европейского союза приведена на рисунке 80.



№	Город	№	Город	№	Город	№	Город
1	Барселона	10	Вена	19	Ростов-на-Дону	28	Пермь
2	Лиссабон	11	Стокгольм	20	Владивосток	29	Красноярск
3	Афины	12	Варшава	21	Москва	30	Тюмень
4	Лондон	13	Будапешт	22	Самара	31	Архангельск
5	Париж	14	Хельсинки	23	Мурманск	32	Чита
6	Рим	15	Сочи	24	Нижний Новгород	33	Новосибирск
7	Копенгаген	16	Краснодар	25	Челябинск	34	Томск
8	Брюссель	17	Санкт-Петербург	26	Хабаровск	35	Норильск
9	Берлин	18	Волгоград	27	Екатеринбург	36	Якутск

Рисунок 80. Температура воздуха в крупных городах РФ и ЕС за период с сентября 2012 по март 2021 года. Источник: на основе данных сайта https://rp5.ru/.

Сравнение средних, максимальных и минимальных температур в крупных городах Европейского союза и Российской Федерации за период с сентября 2012 года по март 2021 года показало, что: максимальная температура воздуха для всех рассматриваемых городов, за исключением Лиссабона и Афин, находится в диапазоне от 30 до 40 °С.

При этом минимальная температура воздуха в городах РФ значительно ниже, чем в ЕС; среднегодовая температура воздуха на севере европейской части РФ, Урале, в Сибири и Забайкалье около нуля, а в городах Якутск и Норильск ниже нуля.

Проектирование развития энергетической системы Российской Федерации должно осуществляться с учётом климатических характеристик местности [126]. За период наблюдения с 1965 по 2015 год минимальная температура воздуха в крупных городах Российской Федерации опускалась:

- ниже –40 °С: Абакан, Анадырь, Архангельск, Благовещенск, Брянск, Великий Новгород, Владимир, Вологда, Вятка, Екатеринбург, Иваново, Ижевск, Йошкар-Ола, Казань, Калуга, Кострома, Красноярск, Курган, Москва, Нижний Новгород, Омск, Оренбург, Пенза, Пермь, Петрозаводск, Псков, Рязань, Самара, Саранск, Смоленск, Тула, Ульяновск, Уфа, Хабаровск, Чебоксары, Челябинск, Чита, Ярославль;
- ниже –50 °С: Барнаул, Воркута, Иркутск, Кемерово, Кызыл, Новосибирск, Тверь, Томск, Тюмень, Улан-Удэ;
- ниже –60 °С: Якутск.

При проектировании развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем Российской Федерации необходимо обеспечить надёжность и эффективность энергоснабжения потребителей при температурах воздуха, которые значительно ниже, чем в странах ЕС. Как пример важности учёта климатических условий работы энергетического оборудования России, можно привести ВЭС в п. Тикси Республики Саха (Якутия), на которой из-за подобной ошибки в подборе оборудования неоднократно случались отказы в процессе её эксплуатации.

Стоимость и сервисное обслуживание генерирующего оборудования, соответствующего климатическим условиям регионов Российской Федерации, значительно выше, чем в странах ЕС с более мягким климатом.

7.6.2. Стоимость электроэнергии ВИЭ в РФ

Оценку фактической средневзвешенной стоимости производства электроэнергии ВИЭ можно выполнить на основе расчётов с использованием фактических значений стоимости электрической мощности объектов ВИЭ, предоставляемых в расшифровке счетов на оплату электрической энергии и мощности потребителям, и КИУМ ВИЭ на основании отчётов Системного оператора ЕЭС России. В 2019 году средневзвешенная стоимость производства электрической энергии ВИЭ оценивается в 28-30 руб./кВт·ч, что соответствует 0,38-0,41 евро/кВт·ч по курсу национальной валюты на 2019 год, что значительно превосходит стоимость производства электроэнергии ВЭС и СЭС в Германии.

В таблице 47 представлены средневзвешенные плановые величины капитальных затрат проектов ВИЭ в России [127], отобранных по результатам конкурсных процедур программы ДПМ ВИЭ, выраженные в евро за кВт.

Таблица 47. Средневзвешенная плановая величина капитальных затрат проектов ВИЭ, отобранных по результатам ДПМ ВИЭ (евро/кВт).

Годы	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
ВЭС	1 534	1 292	2 287	1 833	1 561	915	895
СЭС	2 628	2 086	-	1 656	1 707	1 058	687

Плановая величина капитальных затрат для проектов ВЭС и СЭС, отобранных в 2019 году, чуть ниже прогнозных значений капитальных затрат в ЕС на 2020 год. Необходимо отметить, что в 2019 году было выбрано объектов солнечной генерации всего 5,6 МВт с вводом в промышленную эксплуатацию в конце 2022 года, и ВЭС – всего 71,25 МВт с вводом в промышленную эксплуатацию в середине 2024 года. Следовательно, данные электростанции не будут оказывать влияние на цены производства электроэнергии ВИЭ до 2023 года.

Таким образом, основными причинами высоких цен электроэнергии ВИЭ в Российской Федерации по сравнению с Германией в настоящее время являются значительные капитальные затраты, высокий уровень WACC, низкий КИУМ.

7.7. Последствия водородной стратегии для РФ

В последние время активно обсуждается необходимость для Российской Федерации следовать в новом зарубежном тренде водородной экономики. К сожалению, имеют место исключительно декларативные заявления без анализа последствий и влияния на конкурентоспособность отечественных товаров и услуг как на внешних, так и внутреннем рынках. Как и в случае с Европейским союзом, Российская Федерация имеет право рассчитывать, что при реализации программы водородной энергетики будет обеспечена конкурентоспособность российской экономики, будут создаваться новые рабочие места. На рисунке 81 представлен прогноз международного энергетического агентств (IEA) стоимости производства «зелёного» водорода для энергетических систем, состоящих из материковых ветровых и солнечных электростанций с учётом географических особенностей разных стран [19]. В соответствии с данным прогнозом стоимость «зелёного» водорода в Российской Федерации будет одной из самых высоких в мире.

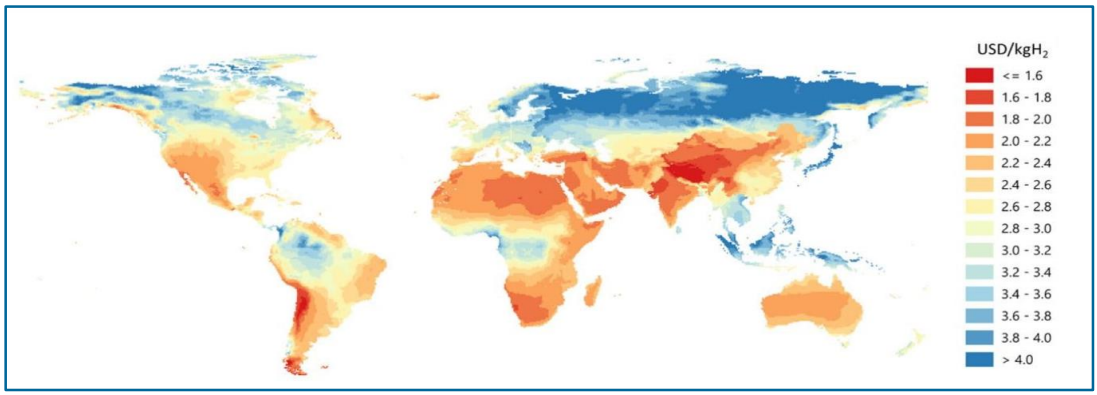


Рисунок 81. Прогноз стоимости водорода для энергетических систем на базе материковых ВЭС и СЭС. Источник: The Future of Hydrogen, – IEA, 2019.

Таким образом, производство «зелёного» водорода в процессе электролиза с использованием электроэнергии, вырабатываемой ветровыми и солнечными электростанциями, делает экономику РФ неконкурентоспособной.

Важно отметить, что рост доли ВЭС и СЭС в энергобалансе приводит к ухудшению сбалансированности энергосистемы (энергорайона) [128], росту потребности в пиковой генерации [27], снижению объёмов комбинированной выработки электрической энергии и тепла [129].

Выводы по главе 7

1. Стоимость производства «зелёного» водорода в Российской Федерации в процессе электролиза воды с использованием электроэнергии материковых ветровых и солнечных электростанций в соответствии с прогнозом IEA будет одной из самых высоких в мире.

2. Фактическое выполнение обязательств ЕС по снижению выбросов парниковых газов значительно уступает результатам РФ. За период с 1990 года по 2017 год совокупный антропогенный выброс парниковых газов в Российской Федерации с учётом ЗИЗЛХ снизился на 49,3%, а без учёта ЗИЗЛХ – на 33,4%. В то время как совокупные выбросы парниковых газов без учёта ЗИЗЛХ в ЕС (27) снизились на 19%.

3. Выбросы парниковых газов в 2017 году в Литве, Латвии и Румынии составили менее 50% от величины 1990 года, в Эстонии, Словакии и Болгарии менее 60%, в Великобритании, Чехии и Венгрии менее 70%. Выбросы парниковых газов в Австрии, Мальте, Ирландии, Испании, Португалии и Кипре превысили объёмы 1990 года. При этом, 8 из 9 стран с максимальным снижением объёма выбросов парниковых газов – это новые члены ЕС, а одна вышла из ЕС.

4. Российская Федерация и США являются мировыми лидерами по снижению удельных выбросов CO_2 за период с 2000 по 2018 год, опережая ЕС.

5. Европейский союз не обладает необходимым объёмом лесов для компенсации выбросов парниковых газов. В Российской Федерации удельная площадь лесов, отнесённая к выбросам парниковых газов, составляет 0,38 га/т CO_2, в ЕС (27) – 0,04 га/т CO_2.

6. Наибольшую удельную площадь лесов среди стран ЕС имеют: Швеция – более 0,51 га/т CO_2; Финляндия – 0,38 га/т CO_2; Латвия – 0,28 га/т CO_2. Наименьшую экономические лидеры ЕС: Франция – 0,037 га/т CO_2; Италия – 0,021 га/т CO_2; Германия – 0,013 га/т CO_2, а также Великобритания – 0,006 га/т CO_2.

7. Требуемая поглотительная способность лесов для обеспечения нейтральности к парниковым газам в РФ составляет 2,64 т CO_2/га, а для ЕС (27 стран) – 25,17 т CO_2/га.

8. Водородная стратегия не решает вопросы со снижением выбросов парниковых газов в секторах: сельское хозяйство, утилизация отходов, ЗИЗЛХ. Снижение выбросов в секторе промышленного производства возможно только после изменения структуры экономики ЕС.

9. Электроэнергетика Российской Федерации является одним из мировых лидеров в вопросах снижения выбросов CO_2 за счёт значительной доли ГЭС, АЭС, комбинированной выработки ТЭЦ, а также малой доли угольной генерации в энергобалансе. Удельные выбросы CO_2 на выработку электрической энергии в энергосистеме РФ ниже, чем в США, Германии, Португалии, Мексике, Голландии, Японии, Южной Корее, Китае, Австралии, Индонезии, Индии, Польши и ЮАР, находятся на уровне Италии и Дании.

10. Удельные выбросы CO_2 в энергосистеме России оцениваются в 333,3 гCO_2/кВт·ч, а в энергосистеме ЕС – 336,5 гCO_2/кВт·ч.

11. При проектировании развития электроэнергетической и теплоэнергетической систем Российской Федерации необходимо обеспечить надёжность и эффективность энергоснабжения потребителей при температурах воздуха, которые значительно ниже, чем в странах ЕС. Работоспособность ВЭС и СЭС должна обеспечиваться при температурах воздуха до –60 °С.

Глава 8. Водородные проекты

В данном разделе представлена информация о нескольких наиболее крупных водородных проектах, реализуемых и планируемых к реализации, в Российской Федерации и за рубежом.

В Российской Федерации в настоящее время активно обсуждается вопрос об использовании потенциала приливных электростанций для производства «зелёного» водорода. Проекты наиболее крупных приливных электростанций мощностью десятки ГВт, которые не были реализованы из-за отсутствия потребителей электроэнергии, могут быть востребованы при переходе мировой экономики на «зелёный» водород. К таким проектам относятся Мезенская ПЭС мощностью около 14 ГВт и Пенжинская ПЭС мощностью более 100 ГВт.

В настоящее время Концерн «Росатом» выполняет ряд НИОКР в области производства экологически чистого водорода. Исследования и разработки по программе «Водородная энергетика» были начаты ещё в СССР с середины 1970-х гг. Концепция водородной энергетики с атомным производством водорода получила название атомно-водородной энергетики. Активно развивались работы по применению атомной энергии не только для производства электричества, но и для энергообеспечения промышленных процессов. Введение Европейским союзом трансграничных налогов на выбросы углекислого газа улучшает экономическую эффективность атомно-водородной энергетики.

В Европейском союзе прорабатывается инфраструктурный проект формирования единой газотранспортной системы ЕС для транспортировки водорода, получивший название «European Hydrogen Backbone» (EHB). В рамках проекта EHB крупнейшие европейские газотранспортные компании, газовые сети по транспортировке природного газа которых охватывают 19 государств-членов ЕС, а также Великобританию и Швейцарию, готовясь к возможному переходу на транспортировку водорода, разработали предложение о специальной инфраструктуре водородных трубопроводов, в значительной степени основанной на перепрофилированных трубопроводах природного газа.

В стадии реализации находится пилотный проект производства и транспортировки водорода из Австралии в Японию. Водород получается в процессе газификации бурых углей с последующей утилизацией углекислого газа на территории Австралии. В рамках пилотного проекта проходит апробация логистики и технологий производства, сжижения, погрузки/разгрузки, транспортировки наземным и морским транспортом, хранения водорода.

8.1. Мезенская приливная электростанция

Мезенская ПЭС установленной электрической мощностью около 14 ГВт.

В Мезенском заливе сосредоточены основные запасы приливной энергии на европейском побережье Российской Федерации. Величина прилива достигает 10,3 м. Акватория залива равна 6451 км^2, а энергетический потенциал – 92 ТВт·ч.

Возможности использования приливной энергии Мезенского залива рассматривались ещё в 1926 году.

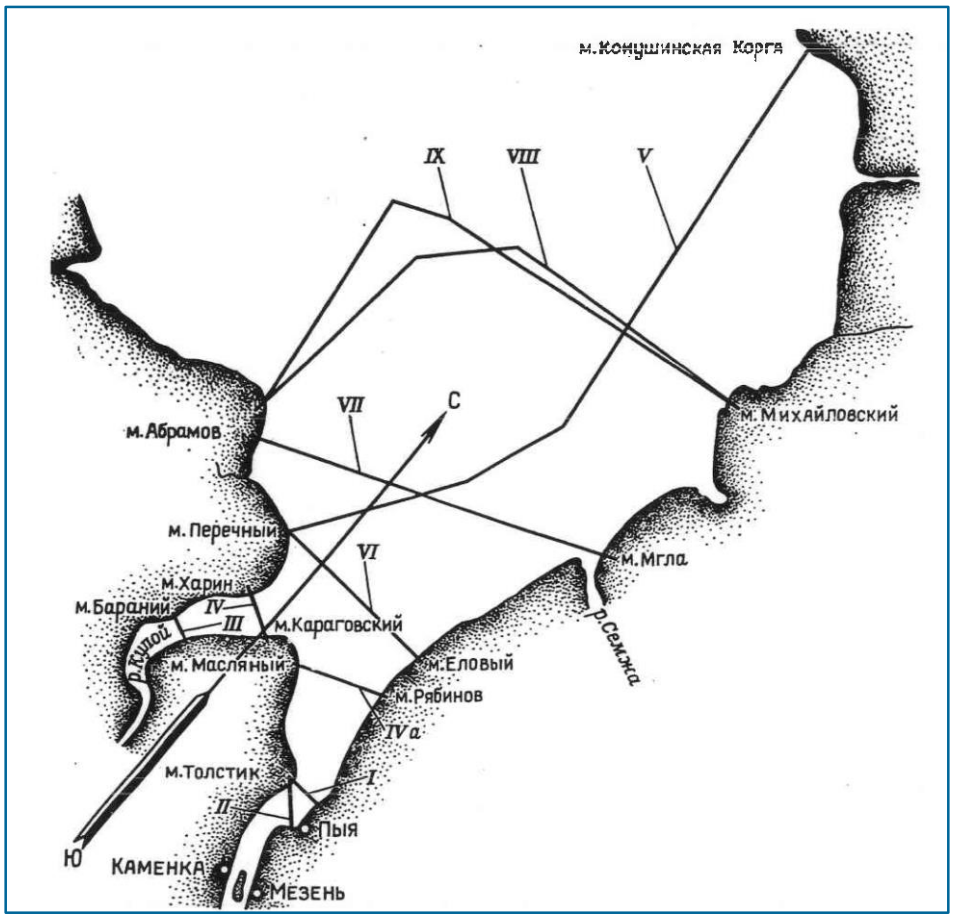


Рисунок 82. Эволюция створа Мезенской ПЭС [130].
I. Nэ = 112 МВт; II. Nэ = 350 МВт; III. Nэ = 250 МВт; IV. Nэ = 500МВт; IVa. Nэ = 1 ГВт; V. Nэ = 500 МВт; VI. Nэ = 6 ГВт; VII. Nэ = 6 ГВт; VIII. Nэ = 8,8 ГВт; IX. Nэ = 15,2 ГВт.

Мезенский залив характеризуется сложными природными условиями района: льды, наносы, размываемое русло и берега. Ледовая обстановка Мезенского залива исключительно тяжёлая. Зимой со стороны моря лёд у плотины ПЭС может тороситься до величины 7 м, а наледи на вертикальные бетонные стенки в зоне прилива – достигать толщины 2,5 м.

Отсутствие сбыта электрической энергии (мощности) является основным препятствием строительства ПЭС. В настоящее время собственный максимум потребления электрической мощности ОЭС Северо-Запада составляет около 15 ГВт (рисунок 83) [131].

Таким образом, собственный максимум потребления ОЭС Северо-Запада чуть выше установленной мощности Мезенской ПЭС.

Необходимо отметить, что по данным АО «СО ЕЭС России» суммарная установленная мощность 138 электростанций ОЭС Северо-Запада составляет на 1 января 2021 года 23,6 ГВт. Установленная мощность ГЭС составляет около 3 ГВт, АЭС – более 6 ГВт [132].

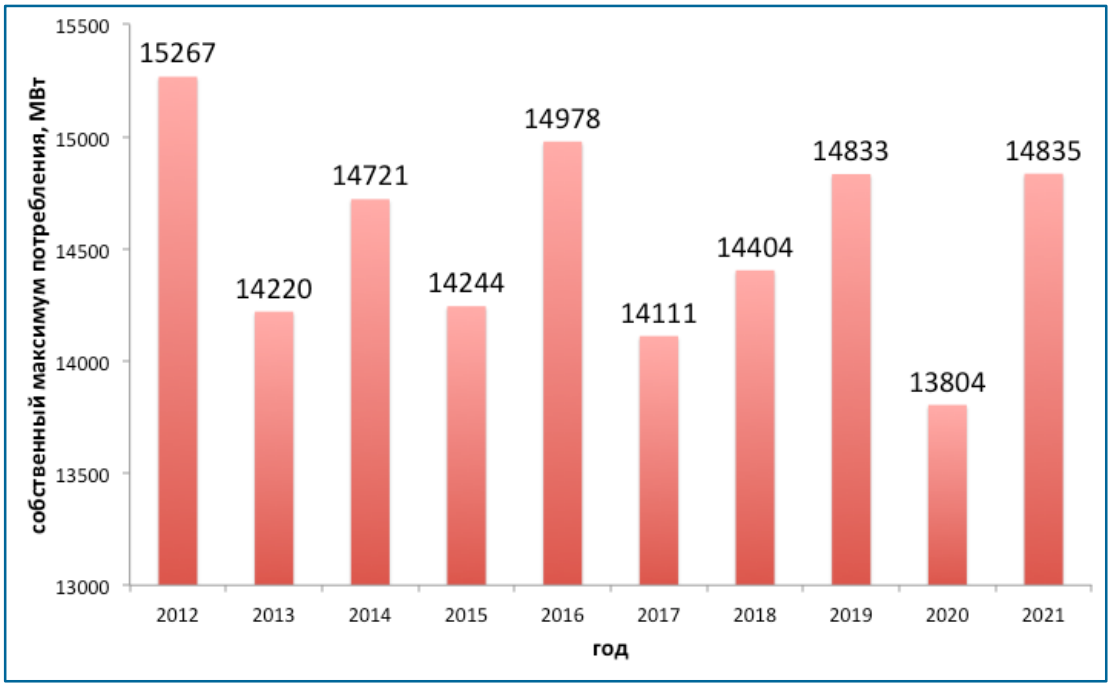


Рисунок 83. Собственный максимум потребления ОЭС Северо-Запада за период с 2012 по 2021 год.

Дополнительной задачей является обеспечение электрических режимов в энергосистеме с учётом особенностей работы ПЭС. Для сглаживания графиков выработки электрической энергии целесообразна совместная работа ПЭС с мощной речной ГЭС [130].

Формирование водородного кластера на базе Мезенской ПЭС с экспортов водорода может представлять экономический интерес, но требует тщательного анализа технологических, логистических, экономических и юридических рисков реализации проекта.

Среднесуточное производство с учётом КИУМ Мезенской ПЭС оценивается в 1600 тонн сжиженного водорода. Для максимальной электрической мощности ПЭС производство составит около 220 тонн сжиженного водорода в час.

В настоящее время для транспортировки сжиженного газа существует в единственном числе LH2-танкер «Suiso Frontier» грузоподъёмностью 75 тонн сжиженного водорода [70]. Испытания LH2-танкера планируются на начало 2022 года.

Таким образом, объём производства сжиженного водорода Мезенской ПЭС равен грузоподъёмности 22 LH2-танкеров типа «Suiso Frontier» в сутки и 3 LH2-танкеров в час при максимальной мощности ПЭС.

При условии, что в будущем общая вместимость LH2-танкеров сравняется с вместимостью крупнейших в мире СПГ-танкеров типа Q-Max и составит около 260 тысяч $м^3$, грузоподъёмность LH2-танкеров вырастет до 18 тысяч тонн сжиженного водорода. В этом случае грузоподъёмность одного крупнейшего LH2-танкера будет равна объёму производства сжиженного водорода Мезенской ПЭС за 11 суток.

Таким образом, с учётом характера прилива, продолжительной зимы, мощного ледяного покрова и торосов высотой до 7 метров потребуются LH2-танкеры ледового

класса, специальная наливная инфраструктура. Необходима инфраструктура для хранения сжиженного водорода в значительных объёмах на случай срыва ритмичности загрузки LH2-танкеров.

Дополнительным риском проекта является его зависимость от экспорта водорода. Целесообразно рассмотреть вопрос поставки электрической энергии Мезенской ПЭС в энергосистему Северо-Запада для снижения зависимости проекта от экспорта водорода.

Энергия Мезенской ПЭС является возобновляемой и экологически безопасной. Воздействие ПЭС на окружающую среду имеет сугубо локальный, а не глобальный характер.

8.2. Пенжинская приливная электростанция

Пенжинская ПЭС установленной электрической мощностью более 100 ГВт.

Строительство приливной электростанции запланировано в Пенжинской губе, которая располагается в северо-восточной части залива Шелихова Охотского моря. В Пенжинской губе сосредоточены основные запасы приливной энергии на тихоокеанском побережье Российской Федерации. Высота приливов может достигать 13,4 м, что является наивысшим показателем для всего Тихого океана.

Обсуждение возможности использования приливной энергии в Охотском море относится к 1961 году, а начало проектных работ к 1972 году.

Энергетический потенциал при средней расчётной величине прилива 6,2 м, площади бассейна в северном створе 6788 км^2 и южном 20350 км^2 может быть оценён по мощности 35 ГВт и выработке 105 ТВт·ч для северного (Мамечинского) и 100 ГВт и 300 ТВт·ч для южного (Божедомского) створа [130]. При площади бассейна 20530 км^2 ежесуточный проход воды достигает 360−530 км^3. Средний годовой сток Дуная – крупнейшей реки в ЕС – составляет 205 км^3, что в 1,5-2,5 раза меньше суточного прохода воды в южном створе ПЭС.

Рисунок 84. Пенжинская губа и створы ПЭС [130].

Использование энергии Пенжинской губы осложняется суровыми климатическими условиями и характером прилива. Низкие температуры до минус 40-50 °С и продолжительность зимы 220 дней способствуют образованию мощного ледяного покрова. Под действием сильного приливного течения и колебаний уровня происходит непрерывное разрушение и торошение льда. Высота торосов на плавучем льду достигает 3-4 м, а толщина ровного льда 1,5-2 м.

Отсутствие сбыта электрической энергии (мощности) является основным препятствием строительства ПЭС. В настоящее время собственный максимум потребления электрической мощности ОЭС Востока не превышает 7 ГВт (рис. 85) [131].

Таким образом, собственный максимум потребления ОЭС Востока в 14 раз меньше установленной мощности Пенжинской ПЭС.

Необходимо отметить, что установленная мощность ГЭС в ОЭС Востока составляет 4617,5 МВт, в том числе: Бурейская ГЭС 2010 МВт; Зейская ГЭС 1330 МВт [132].

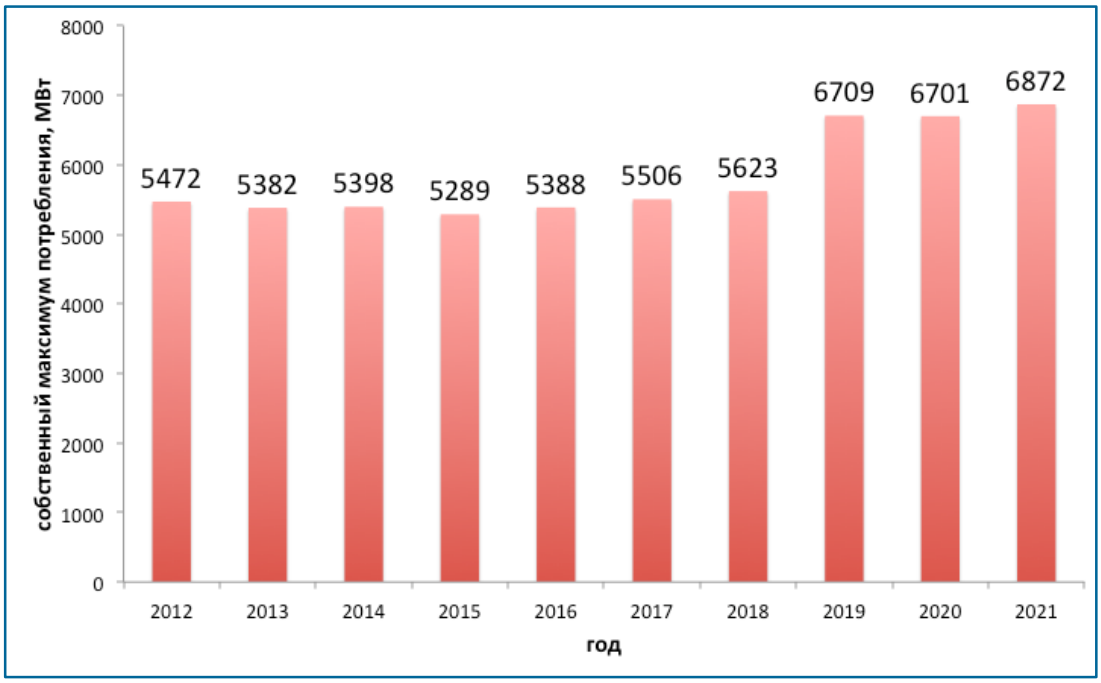


Рисунок 85. Собственный максимум потребления ОЭС Востока за период с 2012 по 2021 год.

Дополнительной задачей является обеспечение электрических режимов в энергосистеме при работе ПЭС. КИУМ Пенжинской ПЭС прогнозируется на уровне 34%. Колебания мощности ПЭС имеют место в течение суток, а также неравномерность в 18-летнем цикле. Для сглаживания графиков выработки электрической энергии целесообразна совместная работа ПЭС с мощной речной ГЭС [130].

Формирование водородного кластера на базе Пенжинской ПЭС с экспортов водорода может представлять экономический интерес, но требует тщательного анализа технологических, логистических, экономических и юридических рисков реализации проекта.

Среднесуточное производство с учётом КИУМ Пенжинской ПЭС оценивается в 13 тысяч тонн сжиженного водорода. Для максимальной электрической мощности ПЭС производство составит около 1600 тонн сжиженного водорода в час.

Объём производства сжиженного водорода Пенжинской ПЭС равен грузоподъёмности 173 LH2-танкеров типа «Suiso Frontier» в сутки и 22 LH2-танкеров в час при максимальной мощности ПЭС.

При увеличении вместимости LH2-танкеров до 18 тысяч тонн сжиженного водорода, производительность сжиженного водорода Пенжинской ПЭС будет равна грузоподъёмности одного крупнейшего LH2-танкера в сутки.

Таким образом, с учётом характера прилива, продолжительной зимы, мощного ледяного покрова и торосов на плавучем льду высотой до 4 метров потребуются LH2-танкеры ледового класса, специальная наливная инфраструктура. Необходима инфраструктура для хранения сжиженного водорода в значительных объёмах на случай срыва ритмичности загрузки LH2-танкеров.

Дополнительным риском проекта является его полная зависимость от экспорта водорода. Таким образом, необходимо получение гарантий от покупателей, возможно государственных, с ответственностью за отказ от покупки договорных объёмов сжиженного водорода.

Целесообразно рассмотреть вопрос поставки электрической энергии Пенжинской ПЭС в энергосистему Дальнего Востока, что снизит риски зависимости от экспортных поставок водорода.

Энергия Пенжинской ПЭС является возобновляемой и экологически безопасной. Воздействие ПЭС на окружающую среду имеет сугубо локальный, а не глобальный характер.

8.3. Атомно-водородная энергетика

Новый мировой тренд по достижению углеродной нейтральности экономик разных стран к 2050 году открывает новые возможности для реализации проектов в области атомно-водородной энергетики.

Производство электрической энергии и тепла АЭС характеризуется отсутствием выбросов углекислого газа. В настоящее время электрический КПД двухконтурных АЭС в РФ не превышает 35%, а тепловая энергия практически не используется. Таким образом, работа АЭС характеризуется тепловым загрязнением окружающей среды. Полезное использование тепловой энергии АЭС позволит значительно снизить объём теплового загрязнения, а также сократить выбросы углекислого газа в атмосферу.

Ровно полвека назад в СССР исследовательскими, конструкторскими, технологическими и промышленными предприятиями страны были начаты исследования и разработки, по программе «Водородная энергетика». Концепция водородной энергетики с атомным производством водорода получила тогда название атомно-водородной энергетики [133].

В середине 1970-х гг. в Курчатовском институте, ОКБМ, НИКИЭТ и др. профильных институтах начали активно развиваться работы по применению атомной энергии не только для производства электричества, но и для энергообеспечения промышленных процессов. Предлагалось использовать высокотемпературные ядерные реакторы для производства водорода, в технологических процессах в химической, металлургической промышленности и в коммунальном секторе. Было обосновано новое направление энергетики, новый технологический уклад – атомно-водородная энергетика, что расширяло сферы и масштабы использования атомной энергии и позволило развивать экологически чистую энергетику без характерных для углеродных видов топлива вредных выбросов в атмосферу и без ресурсных ограничений. Развитие этого направления позволяло сохранить нефть и газ для будущего использования как сырье при производстве широкого ассортимента полезных продуктов.

Например, использование высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (ВТГР) при электролизном способе получения водорода для производства стали позволяет свести выбросы углекислого газа в атмосферу к нулю [134, 135].

Крупнотоннажное производство водорода в мире осуществляется в основном путем паровой конверсии природного газа – метана. При этом для реализации эндотермического процесса паровой конверсии метана сжигается около половины исходного газа. Для экономии природного газа и исключения выбросов продуктов сжигания в окружающую среду предлагается технология паровой конверсии метана с подводом тепла от высокотемпературного газоохлаждаемого реактора.

Уникальная способность высокотемпературных газоохлаждаемых ядерных реакторов (ВТГР) вырабатывать тепло с температурой до 950–1000 °С открывает возможности для высокоэффективного производства электроэнергии и водорода из воды, создания основ чистой водородной энергетики и замещения органического топлива в энергоёмких отраслях промышленности. К особенностям высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов, стимулирующим их применение в качестве энергоисточника при конверсии природного газа в водород, относят возможность генерации высокотемпературного тепла, передаваемого в технологический процесс, модульную конструкцию реактора, высокий уровень безопасности и маневренности.

Принципиальной ключевой проблемой водородной энергетики является крупномасштабное производство водорода. Одним из существенных ограничений крупномасштабного электролизного производства водорода является потребность в драгоценных материалах для катализаторов, которая пропорциональна мощности и, следовательно, поверхности электродов. Например, для производства 5 млн т/год водорода необходимо создать электролизёры суммарной электрической мощностью до 30 ГВТ, для их изготовления понадобилась бы вся производимая в мире платина. При использовании паровой конверсии метана в сочетании с ВТГР требуемая тепловая мощность ВТГР составляет около 6,5 ГВт на 5 млн т водорода [136].

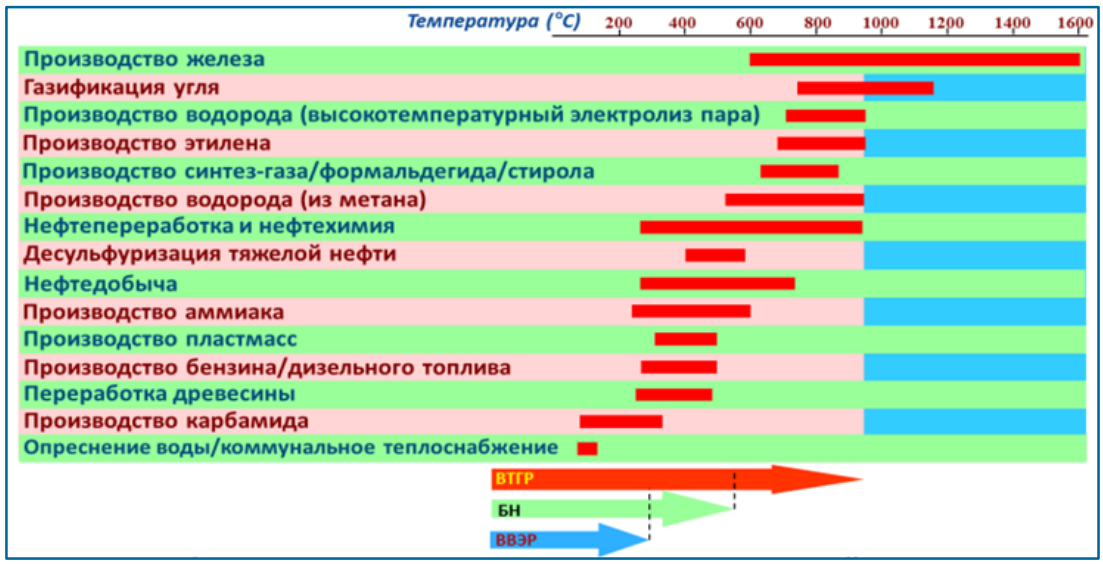


Рисунок 86. Температурный потенциал технологических процессов.

За рубежом, начиная с 1960-х гг., было построено свыше 60 газоохлаждаемых реакторов, в том числе семь с гелиевым теплоносителем. В Японии в 1998 г. введён в эксплуатацию экспериментальный реактор HTTR, в Китае в 2000 г. – HTR-10. Первый реактор ВТГР пускового энергоблока «Shidao Bay-1» (Китай), сооружение которого началось в 2012 г., выведен на минимально-контролируемый уровень мощности 12 сентября 2021 года. На основе этого проекта предусматривается расширение сферы применения ядерной энергии в Китае для когенерации, использования высокотемпературного тепла и производства водорода. В США совместно с европейскими разработчиками (проект GEMINI) рассматривается возможность привлечения частного бизнеса для сооружения энергоисточников на базе проекта модульных ВТГР мощностью до 625 МВт для различных применений, включая производство водорода. Разработками ВТГР занимаются также Республика Корея и ЮАР.

Таблица 48. Параметры разработанных проектов ВТГР различного назначения.

Характеристики	ВГР-50	ВГ-400	ВГМ	ВГМ-П	ГТ-МГР	МГР-Т
	ВНИИАМ	ОКБМ	ОКБМ	ОКБМ	ОКБМ	ОКБМ
Тепловая мощность. МВт	136	1060	200	215	600	600
Назначение	Выработка электроэнергии и рад. модификация материалов	Выработка электроэнергии и тепла для промышленных производств	Выработка электроэнергии и тепла для промышленных производств	Выработка тепла для нефтеперерабатывающего завода	Выработка электроэнергии	Выработка электроэнергии и водорода
Топливо/Обогащение, %	U / 21	U / 6,5	U / 8	U / 8	U / 14, Pu / 93	U / 14
Теплоноситель	гелий	гелий	гелий	гелий	гелий	гелий
Температура гелия на выходе из активной зоны, °С	810	950	950	750	850	950
Статус	Тех. проект, 1978	Тех. проект, 1987	Тех. проект, 1992	Тех. предлож., 1996	Эскизный проект, 2002	Тех. предлож., 2004

В России разработаны проекты модульных высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов для энерготехнологического применения. Атомная энерготехнологическая станция тепловой мощностью 2400 МВт, состоящая из четырех модульных высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов по 600 МВт каждый, способна обеспечить в процессе паровой конверсии метана производство до 1 млн т водорода в год из 2600 млн Нм3 природного газа.

Создание тандема «высокотемпературный газоохлаждаемый реактор – паровая конверсия метана» в виде атомного энерготехнологического комплекса (АТЭК) открывает путь крупномасштабному экологически чистому производству водорода [137]. АЭТК способны обеспечить существенный вклад в крупнотоннажное производство водорода с замещением органического топлива высокотемпературным теплом ВТГР, что позволит сократить расход метана на 40% по сравнению с традиционными процессами и избежать выбросов в атмосферу продуктов от его сжигания.

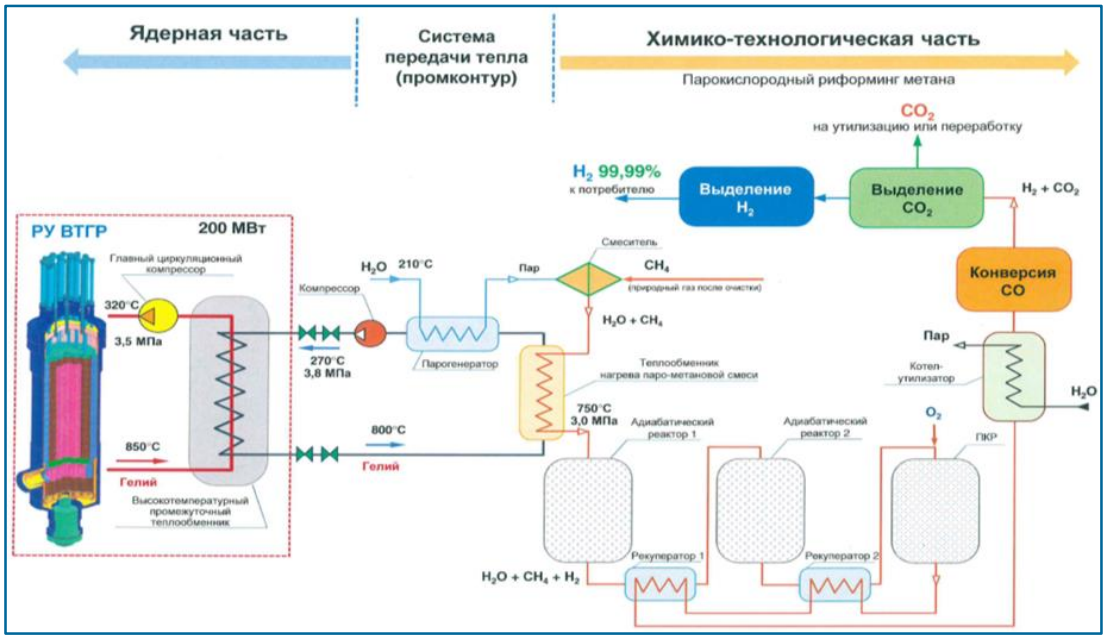


Рисунок 87. Схема одного блока АЭТС с РУ ВТГР и ХТЧ.

Для газовой промышленности России производство и применение водорода и метано-водородных смесей в оптимальных пропорциях выступают перспективным направлением диверсификации и повышения эффективности использования природного газа. Разработка и коммерциализация технологий безопасной, ресурсообеспеченной, экологически чистой атомно-водородной энергетики, включая атомное производство водорода, хранение, распределение и потребление, рассматриваются в качестве перспективного направления научно-технического развития и международного сотрудничества.

Таким образом, применение атомно-водородных технологий позволяет либо полностью устранить, а в случае наличия ресурсных ограничений кратно снизить выбросы углекислого газа в атмосферу.

8.4. Проект поставки сжиженного водорода из Австралии в Японию

8.4.1. Описание проекта

Проект Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) предусматривает создание цепочки поставок сжиженного водорода из Австралии в Японию [69].

Проект реализуется Ассоциацией исследований в области поставок водородной энергии (HySTRA).

Согласно проекту, водород будет производиться из синтетического газа, который будет получен при помощи газификации бурого угля, для обеспечения экологических стандартов будут применяться технологии улавливания и хранения углерода (CCS).

Технологическая цепочка проекта HESC показана на рисунке 88.

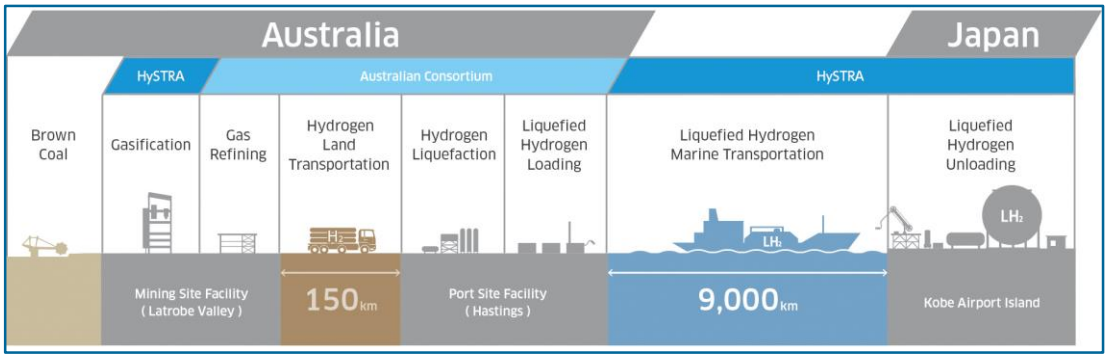


Рисунок 88. Технологическая цепочка проекта HESC. Изображение © 2018 Kawasaki Heavy Industries, Ltd. Фото: global.kawasaki.com [70].

В рамках проекта:

– в Японии:

- терминал по приёмке и регазификации сжиженного водорода в городе Кобе, префектура Хёго;
- LH2-танкер, предназначенный для перевозки сжиженного водорода.

– в Австралии:

- завод по газификации бурого угля;
- завод по переработке газа и сжижению водорода;
- погрузочный терминал сжиженного водорода в порту Гастингс.

Технические характеристики LH2-танкера «Suiso Frontier» представлены в таблице 49. «Suiso Frontier» – первый в мире построенный LH2-танкер был представлен Kawasaki Heavy Industries Ltd. 24 мая 2021 года.

Таблица 49. Технические характеристики SUISO FRONTIER.

№	Технические характеристики	Показатель
1.	Общая длина	116,0 м
2.	Ширина	19,0 м
3.	Осадка	4,5 м
4.	Дедвейт	9000 т
5.	Валовая вместимость	около 8000 т
6.	Вместимость резервуаров сжиженного водорода	около 1250 $м^3$
7.	Грузоподъёмность	75 т сжиженного водорода при температуре минус 253 °C
8.	Основная силовая установка	три дизельных двигателя Daihatsu DE-23 мощностью по 1,320 кВт
9.	Вспомогательная силовая установка	два электродвигателя мощностью по 1,360 кВт
10.	Скорость	около 13,0 узлов
11.	Экипаж	25 человек
12.	Класс	Nippon Kaiji Kyokai (ClassNK)

Грузовой танкер для хранения сжиженного водорода с вакуумной изоляцией и двойной оболочкой изготовлен на заводе Harima Works с применением технологии, основанной на резервуарах для хранения сжиженного водорода как ракетного топлива.

После прохождения испытаний Kawasaki планирует строить аналогичные танкеры большей вместимости.

Первая партия сжиженного водорода из Австралии должна прийти в Японию весной 2022 г.

Проект «уголь-в-жидкость» нацелен на коммерческий запуск к 2030 году.

8.4.2. Энергетическая и экологическая эффективность проекта

Энергетическая эффективность проекта определяется:

- энергозатратами при добыче, транспортировке и хранении бурого угля;
- эффективностью процесса получения водорода в результате газификации бурого угля;
- расходом электрической энергии и тепла на получение сжиженного водорода;
- расходом топлива при транспортировке сжиженного газа автотранспортом;
- расходом топлива при транспортировке сжиженного газа LH2-танкером «Suiso Frontier»;
- расходом электрической энергии и тепла при погрузке, разгрузке и хранении сжиженного водорода;
- испарением водорода в процессе транспортировки и хранения;
- расходом топлива и эффективностью производства электрической энергии для электроснабжения заводов и терминалов.

В качестве топлива используется мазут. Расход мазута оценивается в 20,9 тонн в сутки. LH2-танкер «Suiso Frontier» при скорости 13 узлов пройдёт путь 9000 км из Австралии в Японию за 15,5 дней. Ещё 15,5 дней потребуется, чтобы вернуться в порт Австралии. Таким образом, расход мазута LH2-танкером за 31 день составит 647,4 тонн. Удельный расход мазута на перевозку сжиженного водорода составит 8,6 тонн мазута на 1 тH_2. В случае замены мазута на водород (топливные элементы) расход водорода составит 98,7 т H_2.

Процесс ожижения водорода весьма энергоёмкий: на ожижение расходуется от 25 до 45% энергии сжиженного водорода [138]. Затраты электроэнергии составляют 10-14 кВт·ч на 1 кг H_2 и выше [138, 139]. Расход электроэнергии на сжижение водорода на действующих установках составляет от 10,85 до 13,58 кВт·ч/кгH_2 [140].

В настоящее время отсутствует информация об объёме электропотребления и источниках электроснабжения танкера.

Отсутствуют данные об ожидаемых потерях водорода в результате испарения. Потери сжиженного водорода могут превысить 50% за 10 дней [140], при транспортировке железнодорожным транспортом потери составляют 1,2% в сутки [68].

Для сравнения, СПГ получают путём сжатия и охлаждения природного газа. При этом газ уменьшается в объёме почти в 600 раз. Расходы на сжижение могут составлять около 25% энергии, содержащейся в конечном продукте.

Q-Max являются крупнейшими СПГ-танкерами в мире общей вместимостью от 261700 м^3 до 267335 м^3. Основная силовая установка мощностью 43,540 кВт работает на флотском мазуте (HFO). Расход топлива составляет 138,2 тонн/день.

Установка повторного сжижения газа (УПСГ) потребляет до 35-40 тонн топлива в сутки, и если её не использовать, за сутки танкер Q-Max теряет от испарения до 0,14% груза.

Вспомогательная силовая установка – четыре дизель-генератора общей мощностью 18000 кВт. Топливо – флотский мазут. Генераторы при тех же оборотах выдают 4300 кВт.

Экологическая эффективность проекта определяется:

- выбросами вредных веществ в процессе добычи, перевозки и хранения бурого угля;
- выбросами вредных веществ при сжигании топлива;
- выбросами углекислого газа автотранспортом и LH2-танкером;
- выбросами углекислого газа электростанциями, отвечающими за электроснабжение заводов и терминалов;
- утилизацией углекислого газа, полученного в результате газификации бурого угля.

Процесс газификации угля осуществляется в несколько стадий. Итоговая реакция процесса газификации угля является эндотермической, и для её реального осуществления необходимо подводить к системе теплоту (900-1200 °C). Продукты парокислородной газификации представляют собой смесь CO_2, CO и H_2, из которой на последующих стадиях выделяют водород.

В процессе газификации бурых углей удельные расходы составляют: угля – 6-7 кг у.т./кг H_2; воды – 9 кг; электроэнергии – 0,7-0,8 кВт·ч в случае отпуска водорода в сжатом виде и 13-14 кВт·ч – сжиженного водорода. Выбросы CO_2 достигают около 22 кг при сжатом водороде и более 46 кг при сжиженном [139].

В результате сжигания угля на электростанциях для электроснабжения процесса сжижения водорода выбросы углекислого газа составят 1984 тонны (26,5 т CO_2 на 1 т H_2).

Выбросы углекислого газа в результате сжигания 647,4 тонн флотского мазута LH2-танкером оцениваются в 1600 тонн (21,5 т CO_2 на 1 т H_2).

Выбросы углекислого газа в результате сжигания 2,8 тонны дизельного топлива автомобильным транспортом оцениваются в 7 тонн (0,09 т CO_2 на 1 т H_2).

8.5. Инициатива «European Hydrogen Backbone»

Инициатива «Европейская магистральная водородная магистраль» (EHB) – это группа операторов Европейских газотранспортных систем (TSOs), которая разработала предложение о специальной инфраструктуре водородных трубопроводов, в значительной степени основанной на перепрофилированных трубопроводах природного газа.

В настоящее время инициатива EHB поддержана 23 европейскими газотранспортными компаниями, газовые сети которых охватывают 19 государств-членов ЕС, а также Великобританию и Швейцарию (таблица 50).

В отчёте [66], подготовленном в рамках инициативы EHB, указывается, что природный газ будет востребован для обеспечения безопасности энергетических поставок в 2020-х и 2030-х годах, однако часть газовой инфраструктуры может быть освобождена для транспортировки водорода, поскольку «со временем водород станет конкурентоспособным товаром и энергоносителем, играющим ключевую роль в будущей энергетической системе».

В рамках инициативы EHB разработан сценарий создания водородной инфраструктуры в Европе, основанный на национальных стратегиях и процессах планирования в области водорода, а также на оценке объявленных проектов по поставкам и спросу на водород.

Таблица 50. Европейские газовые сети – участники инициативы ENB.

№	Страна	Компания	Параметры газотранспортной системы (собственность и управление)
1	Австрия	GCA	Газотранспортная система TAG и GCA простирается на ~1700 км.
2	Австрия	TAG	
3	Бельгия	Fluxys Belgium	4 000 км; транспортировка, хранение и регазификация СПГ
4	Чехия	NET4GAS	4 000 км
5	Дания	Energinet	около 925 км; 2 газовых хранилища
6	Эстония	Elering	977 км; 1 подводный интерконнектор
7	Финляндия	Gasgrid Finland	1 300 км; 1 подводный интерконнектор
8	Франция	GRTgaz	32 000 км
9	Франция	Teréga	5 000 км
10	Германия	ONTRAS	около 7500 км
11	Германия	OGE	12 000 км
12	Британия	National Grid	7 660 км
13	Греция	DESFA	1 456 км
14	Венгрия	FGSZ	5 874 км
15	Ирландия	GNI	2 477 км передающих трубопроводов; 12 044 км распределительных; 2 подводных интерконнекторов
16	Италия	Snam	более 32 500 км ; 17 млрд м^3 ёмкости для хранения
17	Люксенбург	Creos	2,130 км
18	Нидерланды	Gasunie	около 11 700 км
19	Польша	GAZ-SYSTEM	11 056 км газопроводов
20	Словакия	Eustream	450 км – магистральная сеть; 2230 км – общая протяженность
21	Словения	Plinovodi	1 195 км
22	Испания	Enagás	более 11 000 км
23	Швеция	Nordion Energi	

В собственности и управлении 23 европейских газовых сетей, участников инициативы ЕНВ, находится более 168 тысяч газопроводов для транспортировки природного газа.

На апрель 2021 года в рамках инициативы ЕНВ предлагается к 2040 году формирование системы газопроводов для транспортировки водорода в 21 европейской стране общей протяжённостью 39700 км (рис. 89).

Рисунок 89. Планы по развитию европейской водородной магистрали на 2040 год. Источник: [66].

Относительная доля перепрофилированных газопроводов в европейской магистральной водородной сети составит 69%, а доля нового строительства специализированных водородных трубопроводов – 31% (таблица 51).

Таким образом, в рамках инициативы планируется перепрофилировать 16% существующих трубопроводов природного газа. Ожидается, что общие инвестиционные затраты на планируемую Европейскую водородную магистраль к 2040 году составят от 43 до 81 миллиарда евро, покрывая все капитальные затраты на строительство новых водородных трубопроводов и перепрофилирование трубопроводов для европейской магистрали.

Таблица 51. Разбивка европейской магистральной водородной сети по длине, диаметру и доле перепрофилированных и новых трубопроводов.

Диаметр		Трубопроводы	
		Перепрофилированные	Новое строительство
		27 200 км	12 450 км
Маленький	< 700 мм	8%	4%
Средний	700-950 мм	29%	13%
Большой	> 950 мм	32%	14%
Всего:		**69%**	**31%**

Диапазоны значений отражают различия в предположениях о капитальных затратах, причём наибольшая неопределённость связана с затратами на компрессор [66].

Ежегодные эксплуатационные расходы оцениваются в размере от 1,7 до 3,8 млрд долларов США при условии, что коэффициент загрузки составляет 5000 часов в год. В результате транспортировка водорода на расстояние более 1000 км водородной магистрали обойдётся в среднем 0,11-0,21 евро за кг транспортируемого водорода. В настоящее время инициатива ЕНВ не рассматривает вопросы распределительных водородных сетей. Таким образом, не решён вопрос способа доставки водорода конечным потребителям.

Учитывая, что среднегодовой коэффициент использования установленной мощности ВЭС и СЭС в энергосистеме Европейского союза за период с 2010 по 2017 год не превышал 21% (1840 часов) [40], а к 2040 году не превысит 30% (2630 часов), выполненные расчёты стоимости транспортировки водорода должны рассматриваться как оптимистические. Снижение коэффициента загрузки с 5000 до 2500 часов приведёт к двукратному росту условно-постоянных затрат, включающих в том числе капитальные затраты, в стоимости транспортировки водорода.

Для выравнивания загрузки водородной сети необходимо строительство хранилищ водорода в местах его производства, что приведёт к росту капитальных и эксплуатационных затрат на транспортировку.

Таким образом, инициатива ЕНВ является долгосрочным проектом европейских газотранспортных компаний, рассчитанным на горизонт 2040 года, когда в случае снижения потребления природного газа часть газовой инфраструктуры может быть освобождена для транспортировки водорода. Проект находится в стадии проработки. Перспективы проекта зависят от перспектив водорода как энергоносителя в будущей энергетической системе.

Основные выводы

1. Проблематику энергетического перехода, повышения устойчивости, экологичности и надёжности энергоснабжения невозможно сводить только к вопросам «безуглеродности» энергоисточников и роста доли ВИЭ в энергобалансе. Значительный рост мощности ВИЭ обусловливает новые проблемы обеспечения устойчивой и надёжной работы энергосистем стран, регионов. Новый энергетический уклад – т.е. образ будущих адаптивных энергетических систем, должен опираться на симбиоз традиционных и возобновляемых источников, разумное сочетание централизованных и распределённых систем, базовой и пиковой генерации, системных возможностей накопления тепловой и электрической энергии в разных сегментах энергосетей и комплексов.

2. Рост доли ВИЭ в энергосистеме приводит к росту стоимости электрической энергии в системе централизованного электроснабжения. Централизованная система электроснабжения промышленных потребителей становится неконкурентоспособной по сравнению с автономными источниками электроснабжения. Сложившуюся кризисную ситуацию в системе централизованного энергоснабжения Германии пока удалось решить путём предоставления промышленным предприятиям, потребляющим электроэнергию в базовой части графика нагрузок, значительных скидок к цене электроэнергии (до 95% к установленным платежам по поддержке ВИЭ и до 80% скидку к сетевым тарифам).

3. Достижение поставленных стратегических целей по доле ВИЭ в генерации электроэнергии потребует значительных инвестиций не только в дальнейшее сооружение НВЭ, но и в капиталоёмкие проекты модернизации сетевой инфраструктуры, систем аккумулирования, маневренных тепловых электростанций, а также затрат на вывод из промышленной эксплуатации ТЭС и АЭС, не предназначенных для работы в режиме ежедневных пусков/остановов.

4. Водородная стратегия является попыткой ЕС одновременно решить проблему дефицита ископаемых энергетических ресурсов на территории Евросоюза и проблемы надёжности функционирования электроэнергетической системы из-за неравномерности и непредсказуемости выработки электроэнергии ВЭС и СЭС. Получение водорода в результате электролиза может быть интересно с точки зрения обеспечения баланса производства и потребления электроэнергии. Потребление энергии электролизёрами будет реагировать на изменение баланса в энергосистеме в режиме реального времени. Появление данных технологий ожидается к 2030 году. В данном случае водород становится источником хранения возобновляемой электроэнергии и конкурирует с другими типами накопителей. В настоящее время КПД водородного цикла составляет около 65%.

5. В соответствии с водородной стратегией ЕС среднегодовой КИУМ электролизёров за период 2020-2024 гг. должен составить не менее 37,2% (3266 часов в год), а в период 2025-2029 гг. – не менее 56% (4900 часов в год), что превышает достигнутые в настоящее время среднегодовые значения КИУМ ВЭС и СЭС в 21% в 1,7-

2,66 раза соответственно. Следовательно, вопрос о способах обеспечения электрических режимов в энергосистеме ЕС остаётся открытым.

6. При переходе экономики ЕС на «зелёный» водород требуемая установленная мощность ВЭС составит 5655 ГВт и СЭС – 3658 ГВт, что более чем в 30 раз превышает её текущие значения. При условии 25-летнего жизненного цикла ВЭС и СЭС ежегодный ввод в эксплуатацию ВЭС и СЭС превысит 220 ГВт и 140 ГВт соответственно. Объём передаваемой электроэнергии вырастет в 5,7 раза с 3294 ТВт·ч до 18884 ТВт·ч в год, из которых потребление электролизёров, предназначенных для производства водорода, составит 15590 ТВт·ч (82,5%).

7. Учитывая, что КИУМ ВЭС и СЭС в энергосистеме в 2 раза ниже, чем для АЭС и ТЭС, возникает потребность в десятикратном росте пропускной способности электрических сетей. Важно отметить, что установленная мощность ВЭС и СЭС, введённых в промышленную эксплуатацию в 2020 году, составила около 30 ГВт, что более чем в 10 раз ниже требуемого объёма для перехода на «зелёный» водород.

8. При переходе энергосистемы на «зелёный» водород происходит значительный рост её материалоёмкости в результате снижения КИУМ её элементов и роста удельных показателей материалоёмкости основного оборудования. При условии вывода из эксплуатации АЭС, такой рост материалоёмкости оценивается в 18,6 раза. Это сопровождается значительным изменением структуры потребляемых ресурсов. Если в материалах ТЭС и АЭС до 80% составляет доля бетона, то в «водородных энергосистемах» растёт доля углепластика, редких и редкоземельных материалов, платины, титана, лития, кадмия и др. Естественно, это приведёт к необходимости кратного роста добычи и переработки этих материалов.

9. При размещении требуемого количества ВЭС и СЭС страны ЕС с высокой вероятностью столкнутся с острым дефицитом территории. Учитывая требование к минимальному расстоянию между мачтами ВЭС, площадь ветропарков составит до 38,5% от площади европейских стран. Важно отметить, что в Стратегии сохранения биоразнообразия до 2030 года Европейская Комиссия предлагает преобразовать не менее 30% европейских земель и морей в эффективно управляемые охраняемые территории, что существенно сократит возможности для размещения ВЭС и СЭС.

10. Для производства необходимого объёма водорода в процессе электролиза воды потребуется около 4 км3 дистиллированной воды в год. При этом средний расход исходной воды для получения дистиллированной воды превысит минимальный сток всех крупнейших рек ЕС за исключением Дуная. А годовой объём потребления исходной воды превысит годовой сток рек Сены и Тахо, и сравним с годовым стоком рек Эльбы и Луары. Кроме того, необходимо срочно решить проблемы утилизации отходов производства дистиллированной воды (рассолов) с учётом экологических требований.

11. Дополнительно необходимо отметить, что подавляющее большинство населения ЕС (Бельгия, Болгария, Германия, Дания, Венгрия, Испания, Италия, Англия, Нидерланды, Словакия, Польша, Румыния, Чехия, Франция) – около 450 млн чел. имеют очень напряжённое положение с водой и водным стоком. Относительно благополучную ситуацию с водными ресурсами имеют в 10 раз меньше – около 50 млн чел. (Австрия, Ирландия, Норвегия, Португалия, Финляндия, Швеция и Швейцария.

12. При одинаковых условиях (давлениях и температуре) для передачи равного количества энергии пропускная способность водородопроводов (и объём хранилищ

водорода) должна быть в 3 раза выше пропускной способности газопроводов (и хранилищ газа). В случае перехода на водородное топливо для перевозки одинакового количества энергии потребуется в 2,5 – 4,2 раза больше транспортных средств, чем при перевозке ископаемого топлива (бензина, СПГ, природного газа, каменного угля и т.п.).

13. В отличие от стран Евросоюза, совокупный антропогенный выброс парниковых газов в Российской Федерации за период с 1990 года по 2017 год без учёта сектора землепользования, изменения землепользования и лесного хозяйства (ЗИЗЛХ) снизился на 33,4%, а с учётом ЗИЗЛХ – на 49,3%. Фактическое сокращение совокупных выбросов парниковых газов без учёта ЗИЗЛХ в «старых странах» ЕС составило немногим более 12%. Лидерами по снижению выбросов парниковых газов среди стран ЕС за период с 1990 по 2017 год стали Литва, Латвия и Румыния (снижение более 50%), Эстония, Словакия и Болгария (снижение более 40%), Великобритания, Чехия и Венгрия (снижение более 30%). В то же время выбросы парниковых газов в Австрии, Мальте, Ирландии, Испании, Португалии и Кипре в 2017 году превысили объёмы 1990 года.

14. Одним из способов достижения нейтральности стран к выбросам CO2 является увеличение площади и поглотительной способности лесов. В Российской Федерации удельная площадь лесов, отнесённая к выбросам парниковых газов, составляет 0,38 га/т CO2, в ЕС (27) – 0,04 га/т CO2. Удельная площадь лесов в Российской Федерации почти в 10 раз больше, чем в Европейской союзе.

15. Требуемая поглотительная способность лесов для обеспечения нейтральности к парниковым газам в РФ составляет 2,64 т CO2/га, а для ЕС (27 стран) – 25,17 т CO2/га. Результаты официальной оценки поглощения углекислого газа лесами РФ в разы ниже, чем полученные с помощью других методик. Поглотительная способность российских лесов, рассчитанная международной группой учёных, превышает эмиссию парниковых газов в РФ. Необходимо отметить, что при выполнении официальных расчётов поглощения CO2 лесами в Российской Федерации не учитывается около 2 млн км2 или около 29% от учтённых в расчётах лесных земель.

16. В наиболее экономически развитых странах ЕС достижение нейтральности к выбросам парниковых газов за счёт увеличения площади лесов маловероятно. Наибольшую удельную площадь лесов, отнесённую к полным выбросам парниковых газов среди стран ЕС, имеют: Швеция – более 0,51 га/т CO2; Финляндия – 0,38 га/т CO2; Латвия – 0,28 га/т CO2. Наименьшую удельную площадь лесов имеют экономические лидеры ЕС: Франция – 0,037 га/т CO2; Италия – 0,021 га/т CO2; Германия – 0,013 га/т CO2, а также Великобритания – 0,006 га/т CO2. Важно отметить, что термин «лес» для целей государственной статистики в РФ и ЕС может сильно различаться. В Европейском союзе уточнение критериев лесных земель отдано на усмотрение национальных правительств европейских стран.

17. Необходимо учитывать, что в соответствии с прогнозом международного энергетического агентства (IEA) переход на «зелёный» водород для Российской Федерации будет означать энергоснабжение отечественной экономики самым дорогим водородом в мире.

18. В настоящее время Европейским парламентом вводится Carbon Border Adjustment Mechanism, предполагающий трансграничное налогообложение импортных товаров за выбросы парниковых газов, в том время как:

- фактический ввод в промышленную эксплуатацию электрической мощности ВЭС и СЭС более чем в 10 раз ниже требуемых для достижения углеродной нейтральности к 2050 году;
- появление электролизёров, потребление электроэнергии которых зависит от фактического баланса в энергосистеме, ожидается не ранее 2030 года;
- отсутствуют полностью экологически безопасные промышленные технологии утилизации ВЭС, СЭС, электролизёров, аккумуляторных батарей и топливных элементов;
- европейские промышленные потребители, работающие в базовой части суточного графика, фактически не оплачивают развитие ВЭС и СЭС в энергосистеме ЕС, включая подключение ВИЭ к электрической сети.

19. Ограниченность ресурсов в странах ЕС, а также неравномерность и малая предсказуемость производства электроэнергии ВЭС и СЭС, величины стока рек, потребления электрической энергии и тепла, топлива ставят вопросы о достижимости полного перехода экономики на «зелёный» водород. При этом водородная стратегия не решает вопросы со снижением выбросов парниковых газов в секторах: сельское хозяйство, утилизация отходов, ЗИЗЛХ. Снижение выбросов в секторе промышленного производства возможно только после изменения структуры экономики ЕС. Доля выбросов парниковых газов, связанная с сектором энергетики, составила в 2017 году 75,1% в ЕС (28).

20. Вопросы адаптации энергетических систем и комплексов больших и малых стран к совокупности беспрецедентных изменений и вызовов времени, вне всякого сомнения, являются ключевыми вопросами не только выживания цивилизации, но и её дальнейшего сбалансированного развития в гармонии с природой. Создание интегрированных адаптивных энергетических систем нового поколения, органично использующих разные виды источников и энергоносителей, – грандиозная научно-техническая задача, решение которой требует концентрации интеллектуальных, финансовых и других ресурсов в самое ближайшее время.

Литература

1. Парижское соглашение в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата, регулирующее меры по снижению углекислого газа в атмосфере с 2020 года [Электрон. ресурс] https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf https://planetcalc.ru/2167/ (Дата обращения 11.09.2019).

2. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions**,** Brussels, 8.7.2020.

3. A New Industrial Strategy for Europe // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions**,** Brussels, 10.3.2020.

4. 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality // Communication from commission to the European parliament, The Council, The European economic and social committee and the committee of the regions, Brussels, 14.7.2021 COM(2021) 550 final.

5. A European Union Carbon Border Adjustment Mechanism: Implications for developing countries - 2021, United Nations Conference on Trade and Development. https://unctad.org/system/files/official-document/osginf2021d2_en.pdf.

6. Белобородов С.С. «Снижение эмиссии CO_2: развитие когенерации или строительство ВИЭ?» // «Энергосовет» - 2018. - №1 (51). С. 16-25.

7. I. Staffell, M. Jansen, A. Chase, E. Cotton and C. Lewis (2018). Energy Revolution: Global Outlook. Drax: Selby. https://www.drax.com/wp-content/uploads/2018/12/Energy-Revolution-Global-Outlook-Report-Final-Dec-2018-COP24.pdf.

8. Мелентьев Л.А. «Системные исследования в энергетике: Элементы теории, направления развития» / - 2-изд., перераб. и доп. - М.: Наука, 1983. - 455 с.

9. Мелентьев Л.А. «Избранные труды. Научные основы теплофикации и энергоснабжения городов и промышленных предприятий» / М.: Наука, 1993. - 364 с.

10. Energy in a finite world. Paths to sustainable future // report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Wolf Hafele program leader, Jeanne Anderer, Alan McDonald, Nebojsa Nakicenovic, - Ballinger Publish Company, Cambridge, Massachusetts – 1981 – 225 p.

11. Ляхтер В.М. Возобновляемая энергетика. Эффективные решения. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 172 с.

12. http://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-energiya_t96-6_2004/go,2/.

13. НТП 24-94 «Нормы технологического проектирования производства водорода методом электролиза воды» – Москва, 1994.

14. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. «Конкурентоспособность экономики при переходе на водородную энергетику. Водород в энергетике Европейского Союза» // Промышленная энергетика – 2021. №1. С. 44-55.

15. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. «Переход ЕС к водородной энергетике: потребность в ресурсах» // Промышленная энергетика – 2021, № 6, стр. 36-47.

16. Tracking barriers and their impacts on European river ecosystems // EEA. https://www.eea.europa.eu/publications/tracking-barriers-and-their-impacts.

17. Гашо Е.Г., Гужов С.В., Белобородова А.С., Гукова Н.В. «Влияние выбросов водяного пара от работы ТЭЦ, котельных и автотранспорта на локальные климатические

изменения и климатическую адаптацию мегаполиса на примере Москвы» // «Надёжность и безопасность энергетики» – 2019. Том 12. № 3. С. 190-199.

18. Обновлённый справочник для конвенции 1979 года о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния и её протоколов // ECE/EB.AIR/131 - Организация Объединенных Наций, 2015.

19. The Future of Hydrogen // Technology report, IEA, - June 2019. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen#.

20. Energy Policies of IEA Countries: Germany 2013 Review //International Energy Agency, 2013.

21. Energy Concept for an Environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply // Federal Ministry of Economics and Technology, Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety - 28 September 2010.

22. https://www.agora-energiewende.de/en/service/recent-electricity-data/.

23. Directive 2004/8/EC of the European parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.

24. Monitoring Report 2018 // Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen / Bundeskartellamt // 29 May 2019.

25. Электронный ресурс https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy_prices/.

26. Белобородов С.С., Дудолин А.А. Анализ наличия регулировочного диапазона в ЕЭС и размещение «базовой» генерации на территории Российской Федерации // НРЭ. 2017. № 7. С. 6-16.

27. Белобородов С.С., Дудолин А.А. Влияние пиковой генерации на долю базовой генерации в Единой энергетической системе Российской Федерации // НРЭ. 2018. № 5. С. 31-39.

28. Белобородов С.С. Влияние развития ВИЭ на конкурентоспособность централизованной системы электроснабжения промышленных потребителей в энергосистеме Германии, а также на изменения режимов работы газовой сети // Электрические станции. 2020. № 9. С. 2-11.

29. Макаревич Е.В., Буров В.Д., Макаревич В.В., Варапсина Н.В. Оценка эффективности инвестиционных проектов в теплоэнергетике: учебное пособие / - М: Издательский дом МЭИ, 2013. – 98 с.

30. Prof. P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias (E3Modelling), Louise De Vos, Ali Dadkhah, Guillaume Dekelver (Tractebel) «Technology pathways in decarbonisation scenarios» // Study, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels - July 2018.

31. Белобородов С.С. Влияние суточной и сезонной неравномерности выработки электроэнергии солнечными и ветроэлектростанциями на структуру генерирующих мощностей в энергосистеме Германии // Электрические станции. 2020. № 5. С. 2-7.

32. EU Commission, DG Energy, Energy statistics, Energy datasheets: EU28 countries https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-statistical-pocketbook_en.

33. Mainstreaming RES: Flexibility portfolios. *Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables* // European Commission, Brussels - July 2017.

34. Energy storage – the role of electricity // Commission staff working document, European Commission, Brussels - 1.2.2017.

35. Paul Denholm, Erik Ela, Brendan Kirby, and Michael Milligan “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation” *Technical Report* NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory, USA - January 2010.

36. Радченко Р.В. Водород в энергетике: учеб. пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 229 с.

37. Hydrogen from renewable power. Technology outlook for the energy transition. // IRENA - September 2018, www.irena.org.

38. Hydrogen roadmap Europe. A sustainable pathway for the European energy transition. // Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019, fch.europa.eu.

39. “Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe” // Christopher Andrey, Paul Barberi and etc., Final report, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels - March 2020.

40. EU in figures Energy statistical pocketbook 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020.

41. Prof. P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias (E3Modelling), Louise De Vos, Ali Dadkhah, Guillaume Dekelver (Tractebel) Technology pathways in decarbonisation scenarios // Study, Directorate-General for Energy Internal Energy Market, European Commission, Brussels - July 2018.

42. Белобородов С.С. Обеспечение баланса производства и потребления электроэнергии в энергосистеме Германии в дни с максимальной выработкой ВИЭ // Электрические станции. 2020. № 2. С. 16-22.

43. https://www.50hertz.com/en/Transparency/GridData/Production/Windpower.

44. Cédric Philibert Perspectives on a Hydrogen Strategy for the European Union // Études de l’Ifri, Ifri, April 2020.

45.Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 58144-2018 Вода Дистиллированная. Технические условия.

46. ГОСТ 6709-72 Группа Л53 Межгосударственный стандарт Вода дистиллированная. Технические условия.

47. Кучеров А.В., Шибилева О.В. Опреснение воды: современное состояние и перспективы развития // Молодой ученый. – 2014. – №3. – С. 236-239.

48. Слесаренко В.Н. Опреснительные установки. – Владивосток: ДВГМА, 1999. – 244 с.

49. *Большая российская энциклопедия - электронная версия. https://bigenc.ru/geography/text/.*

50. Проблема пресной воды. Глобальный контекст политики России. – Москва: МГИМО-Университет, 2011. – 87 с.

51. Россия и страны - члены Европейского союза. 2019: Стат.сб./ Росстат. – М., 2019. – 265 с.

52. Б.К. Бэйтс, З.В. Кундцевич, С. У, Ж.П. Палютикоф (ред.), 2008 г.: Изменение климата и водные ресурсы. Технический документ Межправительственной группы экспертов по изменению климата, Секретариат МГЭИК, Женева, 228 с.

53. Авакян А.Б., Санин М.В., Эльпинер Л.И. Опреснение воды в природе и народном хозяйстве. – М.: Наука, 1987. – 176 с.

54. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: Справочно-методическое издание / под общей редакцией П.П. Безруких. – М.: «Интехэнерго-Издат», «Теплоэнергетик», 2014. – 304 с.

55. Методы лабораторных и полевых исследований. Учебно-методическое пособие / Горшкова О.М., Горецкая А. Г., Корешкова Т.Н., Краснушкин А.В., Марголина И.Л., Потапов А.А., Пращикина Е.М., Шкиль А.Н.; Под ред. Слипенчука М.В. 3-е изд., испр. и доп. – М.: Географический факультет МГУ, 2015. 220 с.

56. Белобородов С.С. Перекрёстное субсидирование: дифференциация стоимости электроэнергии в зависимости от категории надёжности электроснабжения потребителей // Энергетик. – 2020. № 8. С. 3-9.

57. Каталог энергетического оборудования «Турбины и Дизели» – 2015. www.turbine-diesel.ru.

58. Прейскурант № 19-04 «Оптовые цены на оборудование энергетическое». Утверждён постановлением Госкомцен СССР от 23 марта 1989 года № 242. Вводится в действие с 1 января 1990 года. Государственный комитет СССР по ценам – Прейскурантиздат. – Москва. 1989.

59. http://akmz.net/production/steam/coal/.

60. https://rosatom.ru/journalist/news/na-energobloke-2-aes-akkuyu-turtsiya-zaversheno-betonirovanie-fundamentov-dvukh-zdaniy/?sphrase_id=1776163.

61. Носанкова Л.В., Бурчева А.В. «Особенности и отличия компоновки здания турбины АЭС-2006 с турбинами ОАО «Силовые машины» и ООО «Альстом атомэнергомаш» на примере БтАЭС» // ОАО «Санкт-Петербургский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Атомэнергопроект», г. Санкт-Петербург. http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/kms2012/documents/kms2012-032.pdf.

62. Reuß, M.; Dimos, P.; Léon, A.; Grube, T.; Robinius, M.; Stolten, D. «Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050» // Energies 2021, 14, 3166. p. 1-17. https://doi.org/ 10.3390/en14113166.

63. Алексеева О.К., Козлов С.И., Фатеев В.Н. Транспортировка водорода // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 3 (21). С. 18-24.

64. https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines.

65. M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues // Technical Report NREL/TP-5600-51995 March 2013.

66. Jaro Jens, Anthony Wang, Kees van der Leun, Daan Peters, Maud Buseman Extending the European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure vision covering 21 countries. // APRIL 2021.

67. Водородные энергетические технологии: Материалы семинара лаборатории ВЭТ ОИВТ РАН: сб. науч. тр. / редкол.: Д.О. Дуников (отв. ред.) [и др.]. – М.: ОИВТ РАН, 2017. – Вып. 1. – 190 с.

68. Опыт эксплуатации и совершенствование конструкции железнодорожных цистерн для транспортировки жидкого водорода. Март/Апрель 2014. – С. 24-25. ISSN 1755-3857. www.gasworld.com. Март/Апрель 2014. Выпуск № 34.

69. Электронный ресурс: https://global.kawasaki.com/en/hydrogen/.

70. World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society. Электронный ресурс: https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20191211_3487.

71. J. T. Kiehl and Kevin E. Trenberth «Earth's Annual Global Mean Energy Budget» // Bulletin of the American Meteorological Society - Vol. 78, № 2, February 1997 - p. 197-208.

72. IPCC, 2014: *Climate Change 2014: Synthesis Report*. *Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.

73. John D. Patterson, Murat Aydin, Andrew M. Crotwell, Gabrielle Pétron, Jeffrey P. Severinghaus, Paul B. Krummel, Ray L. Langenfelds, and Eric S. Saltzman «H_2 in Antarctic firn air: Atmospheric reconstructions and implications for anthropogenic emissions» // PNAS September 7, 2021 118 (36) e2103335118; https://doi.org/10.1073/pnas.2103335118.

74. https://smart-lab.ru/blog/667602.php.

75. Скрябин М.Л. «Образование группы термических оксидов азота в процессе горения углеводородных топлив» // Молодой учёный, № 13 (93), июль-1 2015 г. https://moluch.ru/archive/93/20905/.

76. https://etipwind.eu/files/reports/ETIPWind-How-wind-is-going-circular-blade-recycling.pdf.

77. https://www.bloomberg.com/news/features/2020-02-05/wind-turbine-blades-can-t-be-recycled-so-they-re-piling-up-in-landfills.

78. Piero Medici, Andy van den Dobbelsteen and David Peck «Safety and Health Concerns for the Users of a Playground, Built with Reused Rotor Blades from a Dismantled Wind Turbine» // Sustainability 2020, 12, 3626; doi:10.3390/su12093626. https://www.mdpi.com/journal/sustainability.

79. IRENA and IEA-PVPS (2016), “End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels,” International Renewable Energy Agency and International Energy Agency Photovoltaic Power Systems https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf.

80. https://eenergy.media/2018/09/30/solnechnye-elektrostantsii-ustoyali-protiv-uragana-florens-v-ssha/.

81. https://www.forbes.ru/biznes/382217-pozhar-na-milliony-dollarov-walmart-podal-v-sud-na-tesla-iz-za-zagorevshihsya.

82. https://www.forbes.com/sites/michaelshellenberger/2018/05/23/if-solar-panels-are-so-clean-why-do-they-produce-so-much-toxic-waste/?sh=5ff664ce121c.

83. https://renen.ru/pv-recycling-problems-regulation-practice/.

84. E. The, I. Of, I.N. Europe, SOLAR WASTE & WEEE DIRECTIVE, 2014.

85. P. Leroy, The WEEE Forum and the WEEELABEX project, in: Waste Electrical and Electronic Equipment (WEEE) Handbook, Woodhead Publishing, 2012, pp. 66–77.

86. K. Sander, Study on the Development of a Take Back and Recovery System for Photovoltaic Products, Brussels: Belgium: PV Cycles, 2007, https://doi.org/10.2314/GBV:59163323X.

87. C.E. Latunussa, F. Ardente, G.A. Blengini, L. Mancini, Life cycle assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 156 (2016) 101–111.

88. T.A.N.G. Shao-jun, Discussion on confusion and correction for the concept of extended producer responsibility regime, J. Chongqing Univ. (Soc. Sci. Ed.) (2009), 4, p.018.

89. Md. Shahariar Chowdhury, Kazi Sajedur Rahman, Tanjia Chowdhury, Narissara Nuthammachot, Kuaanan Techato, Md. Akhtaruzzaman, Sieh Kiong Tiong, Kamaruzzaman Sopian, Nowshad Amin /An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling/ Energy Strategy Reviews. January 2020.

90. Y. Xu, J. Li, Q. Tan, A.L. Peters, C. Yang, Global Status of Recycling Waste Solar Panels: A Review, Waste Management, 2018.

91. V. Savvilotidou, A. Antoniou, E. Gidarakos, Toxicity assessment and feasible recycling process for amorphous silicon and CIS waste photovoltaic panels, Waste Manag. 59 (2017) 394–402.

92. P. Dias, S. Javimczik, M. Benevit, H. Veit, A.M. Bernardes, Recycling WEEE: extraction and concentration of silver from waste crystalline silicon photovoltaic modules, Waste Manag. 57 (2016) 220–225.

93. P. Dias, H. Veit, Recycling crystalline silicon photovoltaic modules, in: Emerging Photovoltaic Materials: Silicon & beyond, John Wiley & Sons, 2018, pp. 61–102.

94. P. Dias, L. Schmidt, L.B. Gomes, A. Bettanin, H. Veit, A.M. Bernardes, Recycling waste crystalline silicon photovoltaic modules by electrostatic separation, J. Sustain. Metall. 4 (2) (2018) 176–186.

95. J. Pern, Module Encapsulation Materials, Processing and Testing (Presentation) (No. NREL/PR-520-44666), National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2008.

96. E. Klugmann-Radziemska, P. Ostrowski, Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules, Renew. Energy 35 (8) (2010) 1751–1759.

97. B. Jung, J. Park, D. Seo, N. Park, Sustainable system for raw-metal recovery from crystalline silicon solar panels: from noble-metal extraction to lead removal, ACS Sustain. Chem. Eng. 4 (8) (2016) 4079–4083.

98. T. Doi, I. Tsuda, H. Unagida, A. Murata, K. Sakuta, K. Kurokawa, Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, Sol. Energy Mater. Sol. Cells 67 (1–4) (2001) 397–403.

99. Абрамова О. Типы аккумуляторных батарей. – 2015. Электронный ресурс: https://best-energy.com.ua/support/battery/414-vidy-i-tipy-akkumulyatornykh-batarej-v-podrobnostyakh.

100. DIRECTIVE 2006/66/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 6 September 2006 on batteries and accumulators and waste batteries and accumulators and repealing Directive 91/157/EEC // Official Journal of the European Union L 266/1-14. - 26.9.2006.

101. Электронный ресурс: https://ekos.pro/blog/metody-utilizatsii-litiy-ionnyh-akkumulyatorov.

102. Четвёртый двухгодичный доклад Российской Федерации, представленный в соответствии с решением 1/CP.16 Конференции Сторон Рамочной Конвенции Организации Объединённых Наций об изменении климата // Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. – Москва. – 2019.

103. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов их источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2019 гг. // Романовская А.А., Нахутин А.И., Гинзбург В.А. и др. – Москва. – 2021.

104. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer

105. Батян А.Н. Основы общей и экологической токсикологии: учебное пособие / А.Н. Батян, Г.Т. Фрумин, В.Н. Базылев – СПб.: Спецлит. 2009. – 352 с.

106. Electric Power Annual 2019 // U.S. Energy Information Administration (EIA) – October 2020.

107. Koffi, Brigitte; Cerutti, Alessandro; Duerr, Marlene; Iancu, Andreea; Kona, Albana; Janssens-Maenhout, Greet (2017): CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union - Version 2017, European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: http://data.europa.eu/89h/jrc-com-ef-comw-ef-2017.

108. Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации «Экология и экономика: тенденция к декарбонизации» // В. Павлюшина, Е. Хейфец, Е. Музыченко. Под ред. Л. Григорьева - Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики – № 66 – октябрь 2020.

109. bp Statistical Review of World Energy 2020 – 69th edition https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf.

110. Доклад конференции сторон о работе её седьмой сессии, состоявшейся в Марракеше 29 октября – 10 ноября 2001 года // FCCC/CP/2001/13/Add.1 - 21 January 2002. https://unfccc.int/resource/docs/russian/cop7/cp713a01r.pdf.

111. https://unfccc.int/files/national_reports/initial_reports_under_the_kyoto_protocol/app

lication/pdf/initial_report_russia.pdf.

112. Dr. Hannes Böttcher, Carina Zell-Ziegler, Anke Herold, Anne Siemons “EU LULUCF Regulation explained. Summary of core provisions and expected effects.” // Öko-Institut e.V. – Berlin - 21.06.2019. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Analysis-of-LULUCF-Regulation.pdf.

113. Аналитический обзор методик учёта выбросов и поглощения лесами парниковых газов из атмосферы [Электронный ресурс] / Филипчук А. Н., Малышева Н. В., Моисеев Б. Н., Страхов В. В.// Лесохоз. информ. : электрон. сетевой журн. – 2016. – № 3. – С. 36-85. URL: http:// lhi.vniilm.ru/.

114. Филипчук А.Н., Малышева Н.В., Золина Т.А., Югов А.Н. Бореальные леса России: возможности для смягчения изменения климата // Лесохоз. информ. – 2020. – № 1. – С. 92–113. DOI 10.24419/LHI.2304-3083.2020.1.10. URL: http://lhi.vniilm.ru/.

115. Швиденко А.З., Щепащенко Д.Г. «Углеродный бюджет лесов России» // Сибирский лесной журнал. – 2014. № 1, стр. 69-92.

116. Замолодчиков Д.Г., Грабовский В.И., Честных О.В. «Динамика баланса углерода в лесах Федеральных округов Российской Федерации» // Вопросы лесной науки. – Т1(1), – 2018. – стр. 1-24.

117. An estimate of the terrestrial carbon budget of Russia using inventory-based, eddy covariance and inversion method / Dolman A. J. et al // Biogeosciences. – 2012. – Vol. 9. – P. 5323–5340. doi:10.5194/bg-9-5323-2012.

118. Исследование: рост выбросов CO_2 озеленил планету // Роджер Харрабин, Би-би-си, обозреватель по экологии. - 26 апреля 2016. https://www.nature.com/nclimate/articles.

119. International comparison of fossil power efficiency and CO_2 intensity - Update 2018. FINAL REPORT // Sam Nierop and Simon Humperdinck - ECOFYS Netherlands B.V. - September 28, 2018- p. 82.

120. Emission factors 2020: Database documentation http://wds.iea.org/wds/pdf/CO2KWH_Methodology.pdf

121. bp Statistical Review of World Energy 2020 – 69th edition. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf.

122. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов их источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2019 гг. // Романовская А.А., Нахутин А.И., Гинзбург В.А. и др. – Москва. 2021.

123. COMMISSION REGULATION (EU) No 601/2012 of 21 June 2012 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council // Official Journal of the European Union - 12.7.2012. - L 181/30-104.

124. Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2015-2016 годы. // Информационно-аналитический доклад – ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. – Москва. – 2018. – 137 стр.

125. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2017 году // СО ЕЭС России. //сайт АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru.

126. СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология».

127. Электронный ресурс https://www.atsenergo.ru/vie/proresults.

128. Белобородов С.С., Дудолин А.А. Влияние развития ВИЭ на сбалансированность производства и потребления электроэнергии в ЕЭС России // НРЭ. – 2020. – №5. С. 6-17.

129. Белобородов С.С. Влияние ВЭС, АЭС и электростанций, работающих по принципу утилизации отходов, на объём комбинированной выработки электрической энергии в энергосистемах стран Европейского Союза // Новости теплоснабжения. 2019. № 4 (220). С. 10-24.

130. Приливные электростанции / Л.Б. Бернштейн, В.Н. Силаков, С.Л. Гельфер и др.; Под ред. д-ра техн. наук Л.Б. Берштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 296 с.

131. Отчёты о функционировании ЕЭС России в 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020 годах // сайт АО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru.

132. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы // приказ Минэнерго России от «26» февраля 2021 г. № 88.

133. Атомно-водородная энергетика и технология: Сб. статей. Вып. 6. М.: Энергоатомиздат, 1984. 254 с.

134. Гребенник В.Н., Кухаркин Н.Е., Пономарев-Степной Н.Н. Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы – инновационное направление развития атомной энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 2008. 136 с.

135. Пономарев-Степной Н.Н., Столяревский А.Я., Пахомов В.П. Атомно-водородная энергетика. М.: Энергоатомиздат, 2008. 108 с.

136. Легасов В.А., Котельников Г.А., Пономарёв-Степной Н.Н., Попов В.К., Проценко А.Н., Столяревский А.Я., Троценко Н.М. Сравнительная оценка возможностей использования высокотемпературного и низкотемпературного реакторов для производства стали при электролитическом получении водорода // Институт атомной энергии им. И.В. Курчатова. – Москва. 1975.

137. Черняев В.А., Сметанников В.П., Радченко С.В., Макаров В.Е. О возможности использования ядерных энергетических установок в чёрной металлургии // Атомная техника за рубежом. – 1974. – № 3. – С. 15-20.

138. Фатеев В.Н., Алексеева О.К., Коробцев С.В., Серегина Е.А., Фатеева Т.В., Григорьев А.С., Алиев А.Ш. Проблемы аккумулирования и хранения водорода // CHEMICAL PROBLEMS. 2018. № 4 (16). С. 453-483.

139. Синяк Ю.В., Петров В.Ю. Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства // Проблемы прогнозирования. – 2008. – № 3. – С. 35–47.

140. Liang YIN et al. Review on the design and optimization of hydrogen liquefaction processes // Front. Energy 2020, 14(3): p. 530–544. https://doi.org/10.1007/s11708-019-0657-4.

141. Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. О сбалансированности страновых показателей эмиссии и поглощения парниковых газов // Промышленная энергетика. – 2021. – № 8. С. 37-47.